



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

OTON RÚBIO CUNHA

MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DE FÁCIES E POROSIDADE  
PARA O CAMPO DE PEREGRINO, BACIA DE CAMPOS-RJ, BRASIL

CAMPINAS

2018

OTON RÚBIO CUNHA

MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DE FÁCIES E POROSIDADE  
PARA O CAMPO DE PEREGRINO, BACIA DE CAMPOS-RJ, BRASIL

DISSERTAÇÃO APRESENTADA AO  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS DA  
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE  
EM GEOCIÊNCIAS NA ÁREA DE GEOLOGIA E  
RECURSOS NATURAIS.

ORIENTADORA: PROFA. DR(A) FRÉSIA SOLEDAD RICARD TORRES BRANCO

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL  
DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO OTON  
RÚBIO CUNHA E ORIENTADA PELA PROF(A). DR(A)  
FRÉSIA SOLEDAD RICARDI TORRES BRANCO

CAMPINAS

2018

**Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s):** FUNCAMP, 4884

**ORCID:** <https://orcid.org/0000-0002-8578-5817>

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca do Instituto de Geociências  
Marta dos Santos - CRB 8/5892

C914m Cunha, Oton Rúbio, 1985-  
Modelagem geoestatística de fácies e porosidade para o Campo de Peregrino, Bacia de Campos-RJ, Brasil / Oton Rúbio Cunha. – Campinas, SP : [s.n.], 2018.

Orientador: Frésia Soledad Ricardi Torres Branco.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.

1. Geologia - Métodos estatísticos. 2. Modelagem. 3. Campos, Bacia de (RJ). 4. Simulação. 5. Reservatórios. I. Ricardi-Branco, Fresia, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Geociências. III. Título.

#### Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Geostatistical modeling of facies and porosity for the Peregrino Field, Campos Basin-RJ, Brazil

**Palavras-chave em inglês:**

Geology - Statistical methods

Modeling

Campos Basin (Brazil)

Simulation

Reservoir

**Área de concentração:** Geologia e Recursos Naturais

**Titulação:** Mestre em Geociências

**Banca examinadora:**

Frésia Soledad Ricardi Torres Branco [Orientador]

Sueli Yoshinaga Pereira

Rodrigo de Souza Portugal

**Data de defesa:** 09-11-2018

**Programa de Pós-Graduação:** Geociências



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**AUTOR:** Oton Rúbio Cunha

MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DE FÁCIES E POROSIDADE  
PARA O CAMPO DE PEREGRINO, BACIA DE CAMPOS-RJ, BRASIL

**ORIENTADORA:** Profa. Dra Frésia Soledad Ricard Torres Branco

Aprovado em: 09 / 11 / 2018

**EXAMINADORES:**

Profa. Dra Frésia Soledad Ricard Torres Branco - Presidente

Profa. Dra. Sueli Yoshinaga Pereira

Prof. Dr. Rodrigo de Souza Portugal

**A Ata de defesa com as respectivas assinaturas dos membros, encontra-se disponível no  
SIGA - Sistema de Fluxo de Dissertação e na Secretaria de Pós-Graduação do IG.**

Campinas, 09 de novembro de 2018.



## DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, Olavo e Marisa, por toda sua  
doação de vida, carinho, empenho, inúmeros  
conselhos e principalmente por sua amizade que  
foram fundamentais para me guiar ao longo  
destes anos e fazer possível meu caminho até  
aqui.*

## **AGRADECIMENTO**

Gostaria de agradecer primeiramente a minha família, por todo seu apoio e incentivo em todos os momentos.

A minha noiva Fernanda, por todo seu companheirismo e compreensão ao longo destes últimos anos.

A minha orientadora Prof<sup>a</sup> Frésia, que me abriu as portas para esta maravilhosa ciência que é a geologia e aos professores Zaupa e Sueli por terem me dado a oportunidade de participar deste projeto.

Aos professores e funcionários do Instituto de Geociências da UNICAMP, em especial a seção de pós-graduação.

Ao pessoal do “LAMAP”: Du, Mesquita, Mateus e Jaume pela parceria e coautoria nestes anos de projeto e pela amizade que já vem de muito tempo.

Ao Moacir, pela prestatividade e diversos conselhos na parte de geoestatística.

E por fim, a empresa Sinochem Petróleo Brasil Limitada e a FUNCAMP (processo 4884), pelo financiamento desta pesquisa inserida no projeto de P&D – Análises de Incertezas Integradas.

A todos, muito obrigado!

*“A mente que se abre a uma nova ideia, jamais voltará ao seu tamanho original. ”*

*Albert Einstein*

## **BIOGRAFIA**

O autor é graduado em Geologia (2015) pela Universidade Estadual de Campinas. Inicialmente começou sua pesquisa na área de paleontologia “*Caracterização Anatômica e Sistemática de dois Lenhos Permianos na Bacia do Paraná*”. A partir dos anos finais da graduação, vem atuando no projeto de pesquisa e desenvolvimento da ANP “Análise de Incertezas Integradas”, realizado no Instituto de Geociências da UNICAMP com o financiamento da empresa SINOCHEN PETRÓLEO DO BRASIL. Durante este projeto, desenvolveu pesquisas aplicadas a criação de modelos de velocidade de ondas sísmicas e caracterização de reservatórios. Atualmente desenvolve seu trabalho de mestrado pelo programa de Geociências da UNICAMP com foco na aplicação de métodos geoestatísticos na modelagem de reservatórios petrolíferos.

## RESUMO

A modelagem de reservatórios é um passo fundamental no entendimento da distribuição espacial de estruturas sedimentares e propriedades petrofísicas durante a fase de desenvolvimento de um campo. A presente pesquisa propõe a aplicação de ferramentas geoestatísticas como a Simulação Plurigaussiana e a Simulação Sequencial Gaussiana para a modelagem de fácies e estimativa da porosidade efetiva para o Campo de Peregrino, localizado na porção sul da Bacia de Campos. A metodologia inclui 4 etapas principais: (1) determinação de eletrofácies e estimativa de porosidade efetiva usando dados de perfis de poços e testemunhos; (2) interpretação sísmica e construção do arcabouço estratigráfico; (3) modelagem geoestatística de eletrofácies e porosidade efetiva; e (4) avaliação dos modelos de simulação. As leituras dos perfis de poços e a interpretação sísmica permitiram uma compartimentação do intervalo do reservatório em dois níveis estratigráficos com características deposicionais e petrofísicas distintas, separadas por uma superfície selante. O intervalo superior apresenta melhores características de reservatório, tendo um padrão de deposição amalgamado com menor volume de argila e maior porosidade efetiva que o intervalo inferior. A porosidade média obtida para o campo foi de 25%, chegando a até 39% na eletrofácies reservatório. Para avaliação dos resultados das simulações, foi realizado um *blind test* em 3 poços dos 34 disponíveis no conjunto de dados. Os produtos das simulações estocásticas foram posteriormente comparados aos valores originais desses 3 poços de controle por meio da análise de matrizes de erro. O modelo de simulação de eletrofácies apresentou um percentual de sucesso de 76% na representação dos dados de condicionamento global, descrevendo eficientemente o padrão deposicional dos corpos sedimentares ao longo do campo. Os resultados do *blind test* comprovaram a eficiência do algoritmo de simulação plurigaussiana na reprodução das características da distribuição original ao longo da malha de simulação, apresentando até 95% de precisão em relação aos dados condicionantes da eletrofácies reservatório nos locais dos poços de validação. A distribuição das probabilidades das simulações de porosidade efetiva ao longo do campo mostrou uma forte correlação entre esta variável e a distribuição da eletrofácies reservatório, obtendo um resultado esperado para campos similares relatados na literatura.

**Palavras-chave:** Modelagem de Reservatórios, Simulação Sequencial Gaussiana, Simulação Plurigaussiana, Campo de Peregrino, Bacia de Campos

## ABSTRACT

The reservoir modeling is a fundamental step in understanding the spatial distribution of sedimentary structures and petrophysical properties during the development phase of a field. The present research proposes the application of geostatistical tools such as Plurigaussian Simulation and Gaussian Sequential Simulation for the facies modeling and effective porosity estimation in the Peregrino Field, located in the southernmost portion of the Campos Basin. The methodology includes 4 main steps: (1) facies determination and effective porosity estimation using core-log data; (2) seismic interpretation and stratigraphic framework building; (3) geostatistical modeling of facies and effective porosity; and (4) assessment of the simulation models. The well log readings and seismic interpretation allowed a compartmentalization of the reservoir interval in two stratigraphic levels with distinct depositional and petrophysical characteristics separated by a sealant surface. The upper interval presents better reservoir characteristics, having an amalgamated deposition pattern with lower clay volume and effective porosity higher than the lower interval. The average porosity obtained for the field is 25% with up to 39% in the reservoir facies. To test the results, a blind test selected 3 wells from the 34 available in the data set. The products of the stochastic simulations were later compared to the original values of these 3 control wells by means of the analysis of error matrices. The facies simulation model presented a success rate of 76% in the representation of the global conditioning data, efficiently describing the depositional pattern of the sedimentary bodies along the field. The results of the blind test proved the efficiency of the plurigaussian simulation algorithm in the reproduction of the characteristics of the original distribution along the simulation grid, presenting up to 95% accuracy in relation to the conditioning data of the reservoir facies at the well locations. The probabilities distribution of effective porosity simulations along the field showed a strong correlation between this variable and the distribution of reservoir facies obtaining an expected result for similar fields reported in the literature.

**Palavras-chave:** Reservoir Modeling, Gaussian Sequential Simulation, Plurigaussian Simulation, Peregrino Field, Campos Basin

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Mapa de localização da área. Em destaque o Campo de Peregrino, Bloco BM-C-7. (Modificado de ANP, 2016, acessado em setembro de 2017). .....	28
Figura 2: coluna estratigráfica do intervalo cretáceo da Bacia de Campos. Em destaque o intervalo cronoestratigráfico ao qual pertence a área de estudo. (Modificado de Winter <i>et al.</i> 2007).....	31
Figura 3: Localização da área de estudo na porção sul da Bacia de Campos (bloco BM-C-7). Em destaque, a disposição espacial do conjunto de dados utilizados no trabalho (Imagem Google Earth). .....	32
Figura 4: elementos constituintes de um variograma. Fonte: Yamamoto (2001). .....	35
Figura 5: principais modelos variográfico teóricos. Fonte: Yamamoto (2001). .....	36
Figura 6: comparação entre $V_{sh}$ obtido por meio do cálculo de IGR linear (círculos cinza) e corrigido por meio da equação de Larionov para rochas cenozóicas (triângulos pretos).45	
Figura 7: Para a execução deste modelo plurigaussiano foram determinadas duas funções indicatrizes $Z_1(x)$ e $Z_2(x)$ representando o comportamento espacial das funções gaussianas. A função $Z_1(x)$ modela o comportamento da variável $Y_1$ , referente a fácies F1 e a função $Z_2(x)$ modela o comportamento das variáveis $Y_2$ e $Y_3$ , referentes as fácies F2 e F3, respectivamente. ....	49
Figura 8: localização dos poços utilizados para validação das simulações estocásticas (poços 08, 09 e 25). ....	51
Figura 9: Fotografias de testemunhos representativos de cada associação de litofácies: A- Arenitos finos a grossos (F1); B- Arenitos finos silteosos (F2) e C- siltitos arenosos e folhelhos (F3). D- Lâmina com presença porosidade intergranular e saturação de óleo ao redor dos grãos de quartzo de granulometria fina (F1). E- Lâmina com presença de sedimentos mal selecionados composta por arenitos finos silteosos contendo arenitos grossos intercalados (F2). Lâmina composta por siltitos arenosos (areia muito fina), com ocorrência de pelóides de glauconita (F3). ....	52
Figura 10: Histograma com as leituras de raios gama (GR) dos 34 poços amostrados entre o topo e a base do intervalo estudado. Linhas tracejadas indicando os limiares adotados na determinação do índice de raios gama (IGR), com os valores mínimos e máximos de GR para as frações areia (65° API) e folhelho (155° API), respectivamente. Em “a” lâmina composta por arenitos arcóseos com granulometrias médias apresentando maclas do tipo <i>Carlsbad</i> e do tipo Albita-Periclina em feldspatos potássicos. Em “b” lâmina composta	

por siltitos arenosos (areia muito fina), representando as rochas capeadoras do reservatório (Membro Tamoios da Formação Ubatuba). .....	53
Figura 11: Perfil poço 03 contendo as assinaturas geofísicas características para a Formação Carapebus no intervalo de estudo e a relação entre as litofácies e as eletrofácies estabelecidas por meio da função lógica. ....	55
Figura 12: seção exemplificando o ajuste entre as eletrofácies presentes em um poço do conjunto de dados (poço 30) e uma feição de canal proximal cortada ao longo de sua trajetória. A- disposição dos horizontes delimitadores do reservatório interpretados em sísmica, B- canal proximal interpretado e C- comparação entre as eletrofácies obtidas no poço 30, à partir da função lógica, e a feição de canal identificada com depósitos de <i>levee</i> associados. ....	56
Figura 13: Histograma de porosidade efetiva (PHIE) e volume de argila (Vsh) para os intervalos superior e inferior do campo. ....	57
Figura 14: Volume obtido à partir de horizonte interpretado para o topo do Grupo Macaé (exagero vertical 10x). Nota-se a presença de grande irregularidade na superfície, com a ocorrência de cânions, canais incisos e superfícies erosivas, caracterizando a geomorfologia do embasamento do reservatório. Em vermelho, é apresentada a localização dos poços utilizados. Os quadrados localizados na região proximal e intermediária, serão mostrados detalhadamente nas Figura 18 e Figura 19, respectivamente. ....	58
Figura 15: A- seção sísmica horizontal mostrando o topo do Grupo Macaé, nota-se o desenvolvimento de diversos canais incisos e um cânion, gerados pelo processo de erosão subaérea, assim como a nítida transição entre a zona de plataforma continental e talude; B- destaque para os canais presentes no topo do Gp. Macaé que atuam como calhas deposicionais para o transporte de sedimentos provenientes da zona de plataforma em direção ao talude; C-depressão presente no topo do Gp. Macaé atuando como zona de transição entre os depósitos canalizados da porção proximal e o desenvolvimento de lobos na porção intermediária. Em vermelho, a localização do poço de validação 25; D- detalhe do relevo da Figura 15 C. ....	59
Figura 16: A-seção horizontal da zona intermediária, atributo <i>Amplitude RMS</i> , nota-se uma difícil visualização das feições deposicionais de lobo e canal (setas vermelhas), porém favorecendo a visualização de canais meandantes (canto superior esquerdo); B- aplicação de atributo <i>Relative Amplitude Change</i> , possibilitando a identificação de canais e lobos (relevo negativo); C- atributo de Máxima Amplitude Negativa, alto contraste	



entre os depósitos arenosos e o embasamento carbonático; D-seção vertical XX' do lobo deposicional (setas vermelhas). .....	60
Figura 17: Canais Eocênicos da Formação Carapebus (setas vermelhas) desempenham ação erosiva sobre o topo do reservatório Cretáceo. Em 1, canal localizado na região central do Campo de Peregrino. As trajetórias dos poços perfurados são representadas pelas linhas brancas. ....	61
Figura 18: Região proximal do campo, marcada pela deposição de fluxos arenosos em canais preexistentes no embasamento, preferencialmente perpendiculares ao <i>strike</i> deposicional (N37E). A-visão em seção horizontal da área; B-vizualização dos canais em perfil; C e D, respectivas interpretações dos refletores sísmicos em mapa e perfil.....	62
Figura 19: Região intermediária do campo, em destaque, a ocorrência da zona de transferência, marcando a transição de fluxos canalizados com a ocorrência de depósitos de <i>levee</i> associados, para fluxos inconfiados, formando feições lobulares ( <i>sand sheet</i> ) sentido a porção distal do Campo (Posamentier e Kolla, 2003). Nota-se a ocorrência de refletores claros ou transparentes em meio a estes depósitos, caracterizando a intercalação dos fluxos arenosos com sedimentos finos, depositados em direção das porções mais profundas da bacia. A-visão em mapa da área; B-visão em perfil da transição entre canal e lobo; C e D, respectivas interpretações dos refletores sísmicos em mapa e perfil. ....	62
Figura 20 - Curva de Proporção Vertical Global calculada para o campo. A – Curva de proporção vertical referente ao intervalo superior, B – Curva de proporção vertical referente ao intervalo inferior. ....	63
Figura 21: Semi-variogramas indicadores de eletrofácies ( $Y_1(F1)$ e $Y_2(F2)$ ), calculados para a distribuição de dados regularizados das fácies Reservatório (F1) e Reservatório de Baixa Qualidade (F2), respectivamente. ....	64
Figura 22: Função de densidade acumulada inversa, representando o índice de acertos referentes a eletrofácies reservatório (F1) obtida nas 100 realizações de simulação plurigaussiana e usada para a escolha do caso base. ....	65
Figura 23: Histograma comparativo entre as proporções de fácies regularizadas e os resultados da simulação plurigaussiana na malha. ....	66
Figura 24: Modelo de Simulação de eletrofácies usado como caso base (exagero vertical 7X). A- Intervalo Superior; B- Intervalo inferior; C- Perfil XX' localizado na região proximal ao talude com a presença de canais; D- Perfil XX' com resultado da simulação de eletrofácies, onde há o predomínio de depósitos acanalados com grande espessura,	

depositados em calhas com larguras predominantemente inferiores a 1 Km; E- Perfil YY' localizado na região intermediária do campo, mostrando a assinatura sísmica característica de fluxos não canalizados com baixa espessura e grande extensão lateral; F- Perfil YY' com os resultados da simulação de eletrofácies, nota-se a presença de corpos reservatório com espessuras menores que 50 m e extensões laterais superiores a 5 Km, evidenciando o desenvolvimento de lobos. ....	68
Figura 25: seções <i>inline</i> (A, B e C) e <i>crossline</i> (D), mostrando a distribuição das eletrofácies simuladas no caso base. A- Região proximal; B- Região intermediária; C- Região distal; D- Seção perpendicular à zona de transição plataforma-talude. Nota-se o predomínio de reservatórios na região proximal, evoluindo para corpos reservatórios isolados na região distal. Na parte central da região intermediária (perfil B) é possível identificar a ação erosiva dos canais Eocênicos, tornando o intervalo superior do reservatório (Cretáceo Superior) menos espesso. ....	69
Figura 26: Semi-variogramas da distribuição regularizada de Porosidade Efetiva – PHIE.....	70
Figura 27: Histograma comparativo entre os valores de porosidade efetiva regularizada nos poços e os valores simulados ao longo de toda a malha.....	71
Figura 28: Exemplos de realizações da simulação de Porosidade Efetiva (cenários #10, #72, #100).....	73
Figura 29: Seções <i>inline</i> (A, B e C) e <i>crossline</i> (D), mostrando o resultado de uma realização de simulação de Porosidade Efetiva escolhida aleatoriamente (realização #72). A- Região proximal; B- Região intermediária; C- Região distal; D- Seção perpendicular à zona de transição plataforma-talude, com distribuição de porosidades acima de 20 % (F1 e F2) na região proximal, evoluindo para corpos reservatórios isolados com porosidades acima de 20% na porção distal, mostrando uma distribuição coerente com o modelo de eletrofácies.....	74
Figura 30: histogramas comparativos de proporções de eletrofácies pré e pós simuladas. ....	75
Figura 31: Comparação entre os valores médios de porosidade efetiva dos dados de poços regularizados e os valores simulados ao longo de toda a malha, individualizados por eletrofácies.....	76
Figura 32: Comparação entre os desvios padrões de porosidade efetiva obtidos nas distribuições dos poços regularizados e dos dados simulados ao longo de toda a malha, individualizados por eletrofácies. ....	76
Figura 33: Modelo da probabilidades de ocorrência de porosidade efetiva (PHIE) acima de 20%, obtido a partir das 100 realizações de simulação de porosidade efetiva. ....	78

Figura 34: A- Depósitos arenosos presentes na Bacia de Campo (Lopes <i>et al.</i> 1999). B- Feição sísmica do Campo de Peregrino com a presença de depósitos do tipo 4 - lobos confinados em calhas ricos em cascalho e areia (GSLc) e do tipo 3 – lobos não confinados ricos em Areia (SLuc). C- Feições interpretadas a partir da sísmica.....	81
Figura 35: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 1 a 10 (exagero vertical 7x).....	95
Figura 36: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 10 a 20 (exagero vertical 7x).....	95
Figura 37: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 20 a 30 (exagero vertical 7x).....	96
Figura 38: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 30 a 40 (exagero vertical 7x).....	96
Figura 39: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 40 a 50 (exagero vertical 7x).....	97
Figura 40: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 50 a 60 (exagero vertical 7x).....	97
Figura 41: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 60 a 68 (exagero vertical 7x).....	98

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Função lógica para determinação de eletrofácies a partir dos perfis geofísicos.....	53
Tabela 2: espessura, porosidade efetiva e argilosidade característicos dos intervalos do reservatório e da superfície intermediária. ....	55
Tabela 3 - Porosidade Efetiva (%) obtida à partir da regularização dos poços e individualizada por fácies e intervalos. ....	57
Tabela 4 – Argilosidade (%) ( $V_{sh}$ ) obtida à partir da regularização dos poços e individualizada por fácies e intervalos. ....	57
Tabela 5: Parâmetros de ajuste dos modelos teóricos aos semi-variogramas indicadores plurigaussianos ( $Z_1(Y_1)$ e $Z_2(Y_2, Y_3)$ ). ....	65
Tabela 6: Porcentagem de acertos da eletrofácies Reservatório nos Poços de Validação (100 Realizações).....	65
Tabela 7: Parâmetros de ajuste dos modelos teóricos aos variogramas de Porosidade Efetiva	71
Tabela 8 – Valores da Simulação de Porosidade Efetiva (PHIE) individualizados por eletrofácies. ....	72
Tabela 9: matrizes de erro comparando os valores simulados com os valores originais de poços por meio do <i>blind test</i> . Diagonal representando os valores preditos corretamente. ....	77
Tabela 10: Características gerais dos poços presentes no banco de dados.....	94

## LISTA DE EQUAÇÕES

<i>Equação 1</i> .....	34
<i>Equação 2</i> .....	34
<i>Equação 3</i> .....	34
<i>Equação 4</i> .....	35
<i>Equação 5</i> .....	35
<i>Equação 6</i> .....	35
<i>Equação 7</i> .....	36
<i>Equação 8</i> .....	36
<i>Equação 9</i> .....	36
<i>Equação 10</i> .....	44
<i>Equação 11</i> .....	44
<i>Equação 12</i> .....	45
<i>Equação 13</i> .....	45
<i>Equação 14</i> .....	45

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>20</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>23</b>
<b>2</b>	<b>ARTIGO: MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DE FÁCIES E POROSIDADES PARA O CAMPO DE PEREGRINO, BACIA DE CAMPOS-RJ, BRASIL. ....</b>	<b>24</b>
	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>26</b>
	<b>LOCALIZAÇÃO DA ÁREA E GEOLOGIA REGIONAL.....</b>	<b>28</b>
	Formação Carapebus .....	30
	<b>CONJUNTO DE DADOS .....</b>	<b>32</b>
	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>33</b>
	Modelo Geocelular .....	33
	Variograma.....	34
	Krigagem .....	36
	Simulação Sequencial Gaussiana (SGS) .....	37
	Curva de Proporção Vertical (CPV) .....	39
	Simulação Plurigaussiana (SPG).....	40
	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>43</b>
	Parâmetros Petrofísicos .....	44
	Volume de Argila (Vsh).....	44
	Cálculo de Porosidade.....	45
	Determinação de fácies – Função Lógica.....	46
	Arcabouço Estratigráfico.....	46
	Malha Geológica .....	46
	Curvas de Proporções Verticais .....	47
	Regra de Contatos Faciológicos .....	48
	Variogramas .....	48
	Simulação Estocástica .....	49
	Validação Numérica dos Modelos .....	50

<b>RESULTADOS.....</b>	<b>52</b>
Análise Petrofísica e Perfilagem Geofísica de Poços.....	52
Feições Depositionais .....	58
Curvas de Proporções Verticais .....	63
Modelagem Variográfica – Eletrofácies .....	64
Simulação Plurigaussiana.....	65
Modelo Variográfica – Porosidade Efetiva.....	70
Simulação Sequencial Gaussiana .....	71
Validação Numérica.....	75
<i>Simulação de Eletrofácies</i> .....	75
<i>Simulação Porosidade Efetiva</i> .....	76
<i>Matrizes de Erro</i> .....	77
<i>Modelo de Probabilidade – Porosidade Efetiva</i> .....	78
<b>DISCUSSÃO.....</b>	<b>79</b>
Análise Petrofísica e Perfilagem Geofísica de Poços.....	79
Feições Depositionais .....	79
Simulação Plurigaussiana.....	81
Simulação Sequencial Gaussiana .....	82
Validação Numérica.....	83
<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>85</b>
<b>3 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>87</b>
<b>4 REFERÊNCIAS.....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXO-A .....</b>	<b>94</b>
<i>Poços Banco de Dados</i> .....	94
<b>ANEXO-B.....</b>	<b>95</b>
<i>Modelos de Probabilidade PHIE &gt; 20%</i> .....	95

## 1 INTRODUÇÃO

A Bacia de Campos é a maior bacia produtora de hidrocarbonetos do Brasil, respondendo por 60% da produção nacional. Localizada no litoral sudeste brasileiro abrange a margem sul do Estado de Espírito Santo e norte do Estado do Rio de Janeiro, limita-se entre o Alto de Vitória ao Norte e o Alto de Espírito Santo ao Sul, totalizando uma área de aproximadamente 120 mil Km<sup>2</sup> (Guardado *et al.*, 1989).

A campanha de exploração na bacia teve início na década de 1950, por meio de uma campanha de levantamentos sísmicos 2D em águas rasas realizada pela Petrobrás, levando a perfuração de seu primeiro poço nos anos 70 (ANP, 2015).

No transcorrer das décadas, foram descobertos importantes *plays* na Bacia de Campos, localizados em águas rasas a ultra profundas com idades que variam do Albiano ao Mioceno, possuindo como grande destaque exploratório os depósitos arenosos turbidíticos (ANP, 2015).

Neste contexto encontra-se o Campo de Peregrino, localizado no bloco BM-C-7 na parte Sul da Bacia de Campos a aproximadamente 100 Km ao sul de Macaé, está situado sob lâmina d'água de aproximadamente 120 m. Consiste em um reservatório formado por areias turbidíticas da Formação Carapebus com idades Cretáceas Superiores, saturadas por um dos óleos mais pesados da costa brasileira (entre 14°-16° API).

Os corpos sedimentares presentes possuem uma arquitetura complexa, depositados em um padrão *onlap* sobre os carbonatos do Grupo Macaé, formando um padrão de acunhamento do tipo *pinch-out* (Pettan e Strømsvik, 2013; Haugen *et al.*, 2015).

Descoberto na década de 1990, o Campo de Peregrino teve sua comercialidade comprovada apenas em 2004. Somente após o aprimoramento da tecnologia de perfuração de poços horizontais, foi possível assegurar uma produtividade suficiente para viabilizar a produção do campo. Sua produção iniciou em abril de 2011, tendo um volume de óleo *in place* estimado em 2 bilhões de barris (Pettan e Strømsvik, 2013). Possui como operadoras a Statoil Brasil Óleo e Gás LTDA, proprietária de 60% de direito de exploração do campo e a Sinochem Petróleo Brasil LTDA, com 40% (Pettan e Strømsvik, 2013; Haugen *et al.*, 2015; Kjølleberg *et al.*, 2015).

Embora seja explorado desde 2011, trabalhos que detalhem a arquitetura de seus corpos reservatórios e a distribuição de suas características petrofísicas ainda são escassos na literatura. Neste sentido, a presente pesquisa tem como objetivo a aplicação de métodos



geoestatísticos na criação de um modelo de fácies e porosidade efetiva para o Campo de Peregrino.

A modelagem geoestatística de reservatórios tem como objetivo a geração de modelos numéricos tridimensionais que levem em conta e honrem de forma simultânea um amplo conjunto de dados geológicos, geofísicos e de engenharia, possuindo vários graus de resolução e incertezas (Pyrz e Deutsch, 2014).

Durante este processo, a definição do modelo de fácies é uma das primeiras etapas a serem realizadas ao longo do fluxo de trabalho em um reservatório. Os impactos desta etapa serão determinantes em todas as fases posteriores, uma vez que irão prover o arcabouço tridimensional para a distribuição das propriedades petrofísicas presentes no reservatório. Adicionalmente, a correta descrição dos sistemas sedimentológicos e deposicional irão possibilitar ao modelador uma avaliação parcialmente quantitativa dos parâmetros geométricos de entrada para os processos de modelagem estocástica (morfologia e dimensões de unidades reservatório) (Cosentino, 2001).

Métodos geoestatísticos são a base para a determinação da distribuição das características geológicas dentro de um modelo. Trabalham com o conceito de realizações estocásticas, criando cenários equiprováveis da distribuição espacial dos dados condicionantes no reservatório. Por meio deles, é possível acessar as incertezas referentes aos diferentes cenários criados a partir de um mesmo conjunto de dados, podendo ser interpretados probabilisticamente (Ringrose e Bentley, 2015).

Na modelagem geológica, em virtude do não conhecimento da real distribuição dos corpos ao longo do campo, são determinados limites de confiança baseados nas interpretações dos dados disponíveis, sendo os modelos considerados com maior acurácia, os que conseguem reproduzir de modo mais eficiente os pontos condicionantes dentro dos limites estabelecidos. Na ausência de dados secundários (*soft*) para representar a distribuição entre os pontos condicionantes, múltiplas realizações estocásticas podem ser realizadas gerando uma estimativa de incertezas da ocorrência das fácies ou parâmetros petrofísicos ao longo da área de estudo (Bueno *et al.*, 2011).

Existem 4 principais fontes de incertezas que podem ser determinadas em um modelo geológico, são elas: (1) relacionadas a qualidade dos dados e interpretações, (2) relacionadas a modelagem estrutural e estratigráfica, (3) relacionadas ao modelo estocástico e seus parâmetros, (4) relacionadas às variações nas realizações equiprováveis (Cosentino, 2001).

Como forma de explorar a capacidade estocástica dos algoritmos de simulação empregados na pesquisa, propõem-se como objetivos secundários:

(1) avaliar a capacidade preditiva e qualidade dos modelos de fácies gerados na área inter-poços. Esta etapa será realizada por meio da utilização de 3 poços de validação, cujas curvas serão omitidas do banco de dados de simulação, sendo posteriormente estimadas por meio de um *blind test*;

(2) avaliar a acurácia do modelo de fácies gerado pela simulação, por meio da comparação entre as curvas condicionantes dos poços (valores originais) e as curvas extraídas da malha de simulação no local dos poços.

Como forma de avaliar os modelos de porosidade efetiva, além da análise de distribuições, propõem-se a realização de um modelo de probabilidades sobre os cenários gerados.

A partir destas metodologias propostas, espera-se proporcionar um entendimento da distribuição dos elementos deposicionais e das características petrofísicas presentes no campo e avaliar a coerência numérica e geológica dos modelos gerados.

## REFERÊNCIAS

- ANP. 2015. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. Brasil 13º Rodada de Licitações de Petróleo e Gás.
- Bueno, J. F.; Drummond, R.D.; Vidal, A.C.; Sancevero, S.S. 2011. Constraining uncertainty in volumetric estimation: A case study from Namorado Field, Brazil. *In: Journal of Petroleum Science and Engineering* 77. P. 200-208.
- Cosentino, L. 2001. Integrates Reservoir Studies. Paris: Technip. 310 p.
- Guardado, L.R.; Gamboa, L.A.P.; Lucchesi, C.F. 1989. Petroleum Geology of the Campos Basin: A Model for a Producing Atlantic Type Basin. AAPG Memoir 48. p.3-79.
- Haugen, E.; Østbye, N.O.; Grønvold, T.; Straith, K.; Theting, T. G. 2015. Lessons Learned from Further Development of Peregrino Heavy Oil Field Offshore Brazil. SPE-174341-MS. Society of Petroleum Engineers, EUROPEC, Madrid, Spain. June 2015.
- Kjølleberg, M.; Barbosa, J.E.B.; Loures, L.; Pearson, P.S.; Morarni, B. Tilsley, R.; Hartmann, A.; Sviridov, M.; Sanabria, O. Skillings, J. 2016. Advances in Reservoir Development Using Extra-Deep Azimutal Resistivity. *In: Search and Discovery Article #41895* (2016). Adapted from oral presentation given at AAPG Latin America Region, Geoscience Technology Workshop, Optimizing Geoscience and Engineering to Explore and Produce in a Low Price Environment, Rio de Janeiro, Brazil, May, 2015.
- Pettan, C.; Strømsvik, J.F. 2013. The Peregrino Challenge: How to Keep Reliable Models While Drilling Eight Wells per Year. *In: Offshore Technology Conference Brasil* held in Rio de Janeiro, Brasil, 29-31 October 2013.
- Pyrz, M.; V. Deutsch, C. 2014. Geostatistical Reservoir Modelling. 2. ed. New York: Oxford University Press.

## 2 ARTIGO: Modelagem Geoestatística de Fácies e Porosidades para o Campo de Peregrino, Bacia de Campos-RJ, Brasil.

Oton Rúbio Cunha<sup>1</sup>, Eduardo Bomfim Caldato<sup>1</sup>, Felipe Mesquita de Oliveira<sup>1</sup>, Mateus de Godoy Krettelys<sup>1</sup>, Jaume Landazuri<sup>1</sup>, Sueli Yoshinaga<sup>1</sup>, Fresia Ricardi-Branco<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Laboratório de Análise de Incertezas Integradas, Departamento de Geologia e Recursos Naturais (DGRN), Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas.

e-mail: [oton.rubio@gmail.com](mailto:oton.rubio@gmail.com) , [fresia@ige.unicamp.br](mailto:fresia@ige.unicamp.br)

### RESUMO

A modelagem de reservatórios é um passo fundamental no entendimento da distribuição espacial de estruturas sedimentares e propriedades petrofísicas durante a fase de desenvolvimento de um campo. A presente pesquisa propõe a aplicação de ferramentas geoestatísticas como a Simulação Plurigaussiana e a Simulação Sequencial Gaussiana para a modelagem de fácies e estimativa da porosidade efetiva para o Campo de Peregrino, localizado na porção sul da Bacia de Campos. A metodologia inclui 4 etapas principais: (1) determinação de eletrofácies e estimativa de porosidade efetiva usando dados de perfis de poços e testemunhos; (2) interpretação sísmica e construção de arcabouço estratigráfico; (3) modelagem geoestatística de eletrofácies e porosidade efetiva; e (4) avaliação dos modelos de simulação. As leituras dos perfis de poços e a interpretação sísmica permitiram uma compartimentação do intervalo do reservatório em dois níveis estratigráficos com características deposicionais e petrofísicas distintas, separadas por uma superfície selante. O intervalo superior apresenta melhores características de reservatório, tendo um padrão de deposição amalgamado com menor volume de argila e maior porosidade efetiva que o intervalo inferior. A porosidade média obtida para o campo foi de 25%, chegando a até 39% na eletrofácies reservatório. Para avaliação dos resultados das simulações, foi realizado um *blind test* em 3 poços dos 34 disponíveis no conjunto de dados. Os produtos das simulações estocásticas foram posteriormente comparados aos valores originais desses 3 poços de controle por meio da análise de matrizes de erro. O modelo de simulação de eletrofácies apresentou um percentual de sucesso de 76% na representação dos dados de condicionamento global, descrevendo eficientemente o padrão deposicional dos corpos sedimentares ao longo do campo. Os resultados do *blind test* comprovaram a eficiência do algoritmo de simulação plurigaussiana na reprodução das características da distribuição original ao longo da malha de simulação, apresentando até 95% de precisão em relação aos dados condicionantes da eletrofácies reservatório nos locais dos poços de validação. A distribuição das probabilidades das simulações de porosidade efetiva ao longo do campo mostrou uma forte correlação entre esta variável e a distribuição da eletrofácies reservatório, obtendo um resultado esperado para campos similares relatados na literatura.

**Palavras-chave:** Modelagem de Reservatórios, Simulação Sequencial Gaussiana, Simulação Plurigaussiana, Campo de Peregrino, Bacia de Campos

## ABSTRACT

The reservoir modeling is a fundamental step in understanding the spatial distribution of sedimentary structures and petrophysical properties during the development phase of a field. The present research proposes the application of geostatistical tools such as Plurigaussian Simulation and Gaussian Sequential Simulation for the facies modeling and effective porosity estimation in the Peregrino Field, located in the southernmost portion of the Campos Basin. The methodology includes 4 main steps: (1) facies determination and effective porosity estimation using core-log data; (2) seismic interpretation and stratigraphic framework building; (3) geostatistical modeling of facies and effective porosity; and (4) assessment of the simulation models. The well log readings and seismic interpretation allowed a compartmentalization of the reservoir interval in two stratigraphic levels with distinct depositional and petrophysical characteristics separated by a sealant surface. The upper interval presents better reservoir characteristics, having an amalgamated deposition pattern with lower clay volume and effective porosity higher than the lower interval. The average porosity obtained for the field is 25% with up to 39% in the reservoir facies. To test the results, a blind test selected 3 wells from the 34 available in the data set. The products of the stochastic simulations were later compared to the original values of these 3 control wells by means of the analysis of error matrices. The facies simulation model presented a success rate of 76% in the representation of the global conditioning data, efficiently describing the depositional pattern of the sedimentary bodies along the field. The results of the blind test proved the efficiency of the plurigaussian simulation algorithm in the reproduction of the characteristics of the original distribution along the simulation grid, presenting up to 95% accuracy in relation to the conditioning data of the reservoir facies at the well locations. The probabilities distribution of effective porosity simulations along the field showed a strong correlation between this variable and the distribution of reservoir facies obtaining an expected result for similar fields reported in the literature.

**Key words:** *Reservoir Modeling, Gaussian Sequential Simulation, Plurigaussian Simulation, Peregrino Field, Campos Basin*

## INTRODUÇÃO

A modelagem geológica representa uma das fases mais importantes no estudo de reservatórios de petróleo. Sua relevância é discutida em diversos trabalhos, uma vez que os resultados obtidos nesta etapa impactam diretamente na estimativa do volume de hidrocarbonetos e na estratégia a ser adotada para a produção do campo (Cosentino, 2001; Albertão *et al.*, 2005; Normando, 2005; Bueno *et al.* 2011; He *et al.*, 2013; Avanci e Schiozer, 2015).

Seus grandes desafios consistem em reproduzir de modo eficiente as características geológicas de um reservatório a partir de um conjunto de dados reduzidos e com diferentes escalas de resolução, tais como informações de testemunhos, perfis geofísicos de poços e interpretações sísmicas (Oliveira, 1997).

Métodos geoestatísticos são a base para a determinação da distribuição das características geológicas dentro de um modelo. Trabalham com o conceito de realizações estocásticas, gerando cenários equiprováveis do ordenamento espacial dos dados condicionantes do reservatório. Por meio deles, é possível acessar as incertezas referentes aos diferentes cenários criados a partir de um mesmo conjunto de dados, podendo ser interpretados probabilisticamente (Ringrose e Bentley, 2015).

As incertezas em um processo de modelagem estocástica configuram-se tanto na variabilidade entre os diferentes cenários, como nas heterogeneidades espaciais pertencentes a cada realização em relação a representação de seus dados condicionantes (Castro, 1996).

A modelagem geoestatística é comumente realizada em duas etapas: primeiramente é modelado o arcabouço estratigráfico, por meio da simulação das fácies, posteriormente, é realizado o preenchimento do modelo com a simulação de parâmetros petrofísicos, tais como porosidade, permeabilidade e saturação. Deste modo, o conhecimento da distribuição e das proporções de fácies ao longo da área de estudo são fundamentais, uma vez que atuam como guias no ordenamento das propriedades petrofísicas (Dubrule, 1994; Deutsch, 2002).

Dentre as técnicas utilizadas na modelagem de fácies, destaca-se a simulação plurigaussiana. Formulada por Galli *et al.* (1994) é considerada uma extensão do método gaussiano truncado. Seu grande diferencial é possibilitar a simulação de reservatórios com padrões de ordenamentos complexos, sendo capaz de incorporar variáveis com diferentes anisotropias (Journel e Isaaks, 1984; Remacre e Zapparolli, 2003).

O método consiste em condicionar as distribuições que serão simuladas às proporções dos seus litotipos, matrizes de proporções, regras de contatos litológicos e semi-

variogramas indicadores, possibilitando agregar informações geológicas de modo mais efetivo ao modelo (Remacre e Zapparoli, 2003; Normando, 2005; Galli *et al.*, 2006).

Muitos trabalhos têm comprovado a eficiência do método na representação de cenários geológicos com as mais variadas complexidades. Remacre e Zapparoli (2003) aplicam o método na reprodução de litofácies com dupla anisotropia em um ambiente sob influência de maré; Albertão *et al.* (2005), realizam a modelagem de um sistema turbidítico com relações estruturais e estratigráficas complexas na Bacia de Campos; Galli *et al.* (2006), descrevem a aplicação do método na simulação de um afloramento carbonático contendo 9 fácies deposicionais; Venegas e Viera (2013), o utilizam na simulação do comportamento espacial da interação entre fluídos e propriedades petrofísicas de rochas em escala de testemunho por meio de imagens 2D. Em todos os casos citados, são descritos resultados significativos na aplicação deste algoritmo.

O presente estudo tem como objetivo a aplicação de métodos geoestatísticos de simulação plurigaussiana (SPG) e simulação sequencial gaussiana (SGS) na criação de um modelo geológico com foco na distribuição de fácies e porosidade efetiva para os reservatórios turbidíticos do Campo de Peregrino, localizado na porção sul da Bacia de Campos. Como objetivos secundários propõe-se a avaliação da capacidade preditiva do modelo, por meio da criação de cenários de probabilidade baseados nas simulações e na aplicação de matrizes de erro entre os parâmetros de entrada e os resultados simulados.

Espera-se com este estudo, contribuir para o entendimento da distribuição das características petrofísicas ao longo do Campo de Peregrino, gerando um arcabouço geológico para trabalhos futuros.

## LOCALIZAÇÃO DA ÁREA E GEOLOGIA REGIONAL

O Campo de Peregrino está localizado no bloco BM-C-7, a aproximadamente 100 Km a sudeste da cidade de Macaé, na porção sul da Bacia de Campos (Figura 1). Possui uma área de aproximadamente 535 Km<sup>2</sup>, com reservatórios situados entre 2150 e 2400m de profundidade, sob lâmina d'água de 95 a 135m. É formado por sedimentos arenosos, conglomerados e lamitos de idades Cretáceas Superiores pertencentes a Formação Carapebus. Sua deposição ocorreu por meio de fluxos gravitacionais sobre os sedimentos do Grupo Macaé, uma plataforma carbonática irregular formada por terraços com várias inclinações orientados segundo o *strike* deposicional, contendo escarpamentos e cânions de diversos tamanhos, orientados segundo o mergulho (Pettan e Strømsvik, 2013; Haugen *et al.*, 2015; ANP, 2016; Kjølleberg, 2016).

Sua produção foi iniciada em abril de 2011, tendo como operadoras, a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda, detentora de 60% do direito de exploração do campo e a Sinochem Petróleo Brasil Ltda, com 40% (Pettan e Strømsvik, 2013; ANP, 2016).

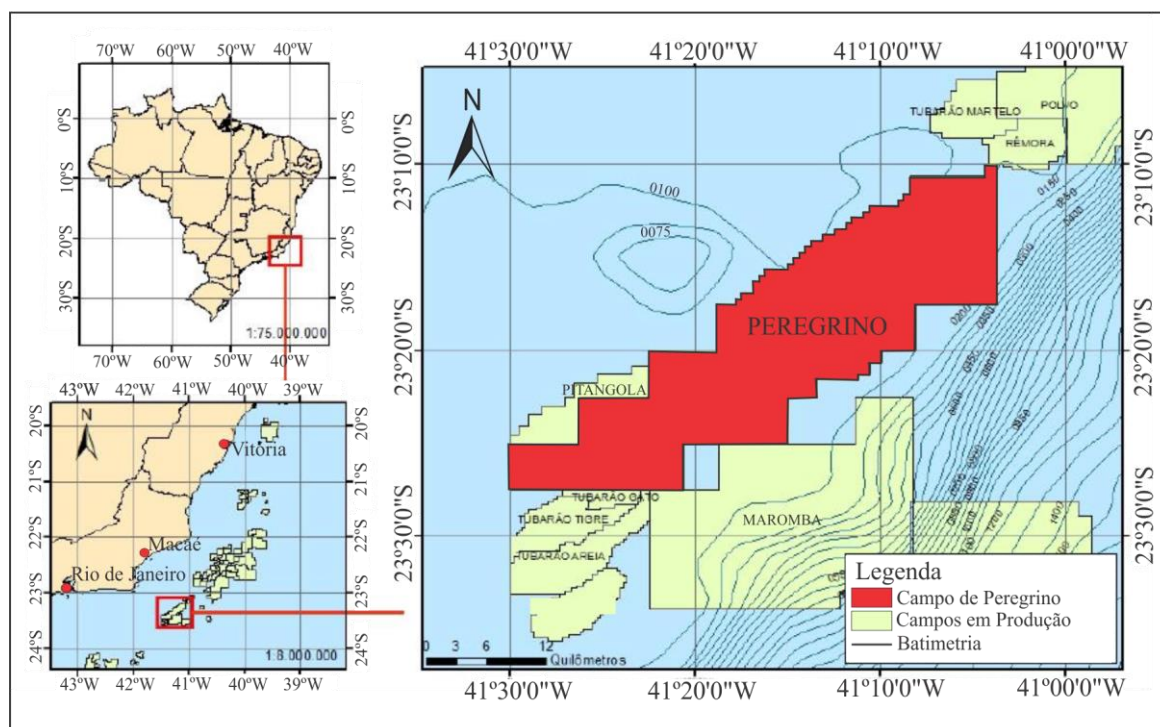


Figura 1: Mapa de localização da área. Em destaque o Campo de Peregrino, Bloco BM-C-7. (Modificado de ANP, 2016, acessado em setembro de 2017).



A Bacia de Campos possui uma área de aproximadamente 120,000 Km<sup>2</sup>, localizada entre o Alto de Vitória e o Alto de Cabo Frio. Sua origem ocorre em um ambiente de margem divergente, com início datado do Eo-Cretáceo, onde se depositam sedimentos até os dias atuais (Guardado *et al.* 1989).

Winter *et al.* (2007) dividem a formação da bacia em três fases sucessivas, denominadas: rifte, pós-rifte e drifte.

A fase rifte é marcada pelo início da separação do continente Gondwana com deposição de folhelhos e carbonatos lacustres. A fase pós-rifte é representada por um ambiente de sedimentação lagunar restrita, com deposição de uma espessa sequência evaporítica, sucedida por um ambiente de plataforma carbonática rasa de idade Albiana. A fase drifte é marcada inicialmente por um ambiente de sedimentação marinha com caráter transgressivo durante o intervalo Cenomoniano ao Maastrichtiano, com deposição de sedimentos arenosos, margas e folhelhos de ambientes marinhos profundos, seguido de um período de regressão marinha com início no Paleoceno (Figura 2).

A evolução tectônica da bacia é marcada por dois estilos estruturais distintos. O primeiro, relacionado à fase rifte, caracterizado pelo abatimento de blocos do embasamento limitados por falhas normais com direção preferencial NE/SW, o segundo é relacionado a tectônica salífera, iniciando-se após o desenvolvimento da plataforma carbonática Albiana (Dias *et al.*, 1987; Guardado *et al.*, 1989; Rangel e Martins, 1989; Mohriak, 2008).

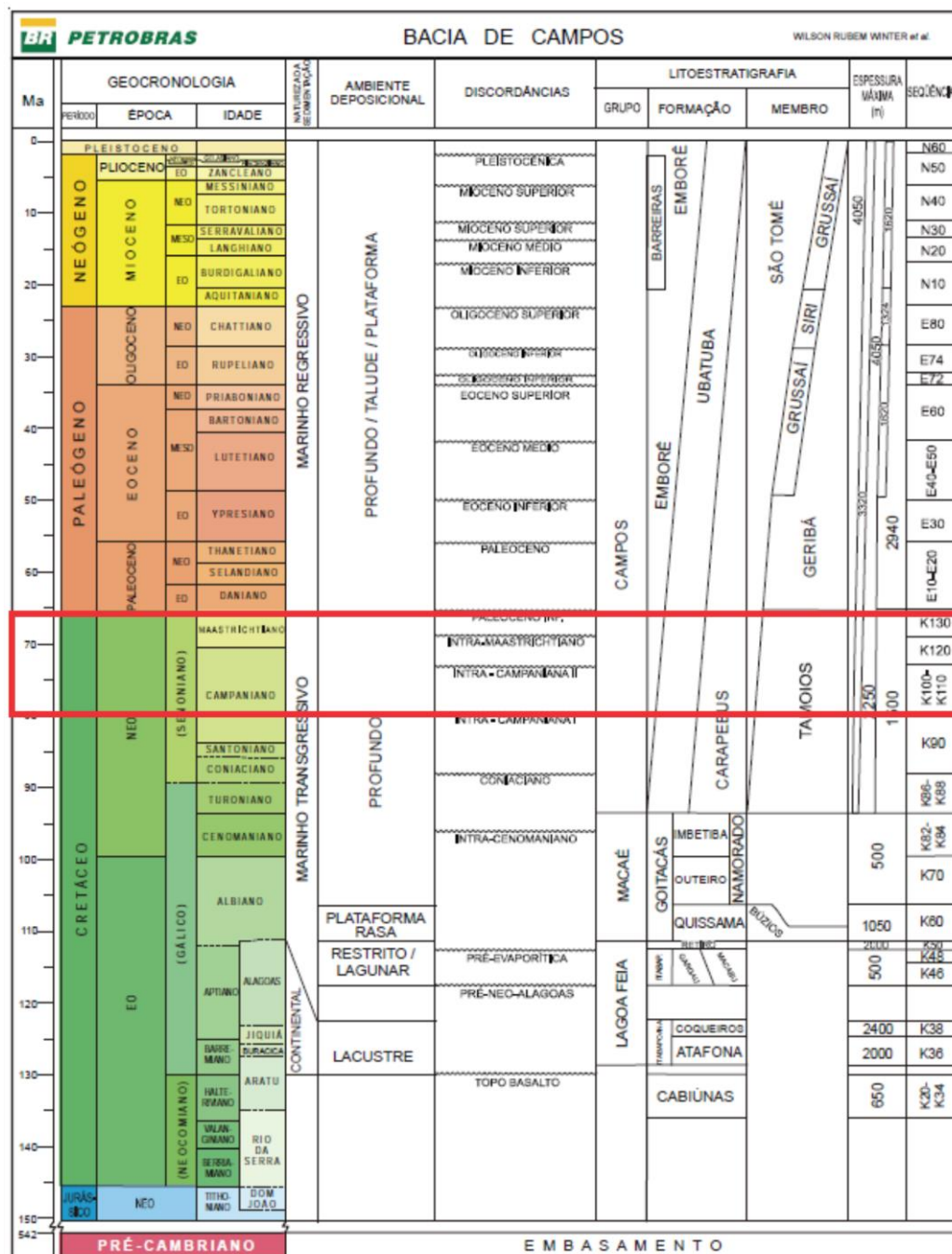
A tectônica salífera desempenha um papel fundamental na bacia, promovendo a estruturação da plataforma carbonática por meio do desenvolvimento de falhas lístricas na plataforma e estruturas em *roll-overs* em direção a águas profundas. Essa ação leva ao desenvolvimento de trapas e possibilita a geração de janelas para a migração dos hidrocarbonetos nos reservatórios do pós-sal (Figueiredo e Mohriak, 1984; Guardado *et al.*, 1989; Mohriak *et al.*, 1990; Mohriak *et al.*, 2003).

O sistema petrolífero do Campo de Peregrino apresenta como rocha geradora, os folhelhos lacustres da Formação Atafona de idade Barremiana. O reservatório é formado pelos turbiditos arenosos maastrichtianos da Formação Carapebus. As trapas são do tipo estratigráficas formadas pela deposição dos folhelhos do Membro Tamoios, pertencentes a Formação Ubatuba. A janela de migração dos hidrocarbonetos se deu em função da tectônica salífera, levando a acumulação de um dos óleos mais pesados da costa brasileira, entre 13-16° API (Guardado *et al.*, 1989; Haugen *et al.*, 2015; ANP, 2015).

## **Formação Carapebus**

Os sedimentos do Cretáceo Superior da Formação Carapebus são compostos predominantemente por arenitos arcóseos friáveis de granulometria fina a grossa, podendo conter níveis conglomeráticos ou siltosos bioturbados. São originados pela deposição de complexos fluxos de gravidade de alta energia canalizados, que depositaram os sedimentos na vizinhança dos escapamentos. Sismicamente possuem um padrão de deposição *onlap* sobre os carbonatos do Grupo Macaé, apresentando na base um contato erosivo, e no topo, são capeados pelos folhelhos selantes da Formação Ubatuba (Fetter *et al.* 2009).

Segundo Kjølleberg *et al.* (2016), os corpos arenosos podem apresentar espessuras entre 2 e 25 m com porosidade na porção reservatório variando entre 25 e 30%.



## CONJUNTO DE DADOS

Para a execução do trabalho, foram disponibilizados pela empresa SINOCHEM PETRÓLEO BRASIL LTDA: um cubo sísmico pós-empilhado em profundidade (Figura 3), um conjunto de 34 poços contendo perfis: densidade (RHOB), neutrônico (NPHI), sônico (DT), resistividade (RD e RS), raios gama (GR) e marcadores de poços. Para os poços 03, 04, 18 e 26, foram fornecidos também dados de laboratório, descrições de testemunhos e de lâminas. O desenvolvimento do trabalho foi realizado na suíte de softwares DecisionSpace Geosciences® da empresa *Halliburton/Landmark*.

Informações complementares sobre os poços, encontram-se no ANEXO-A.

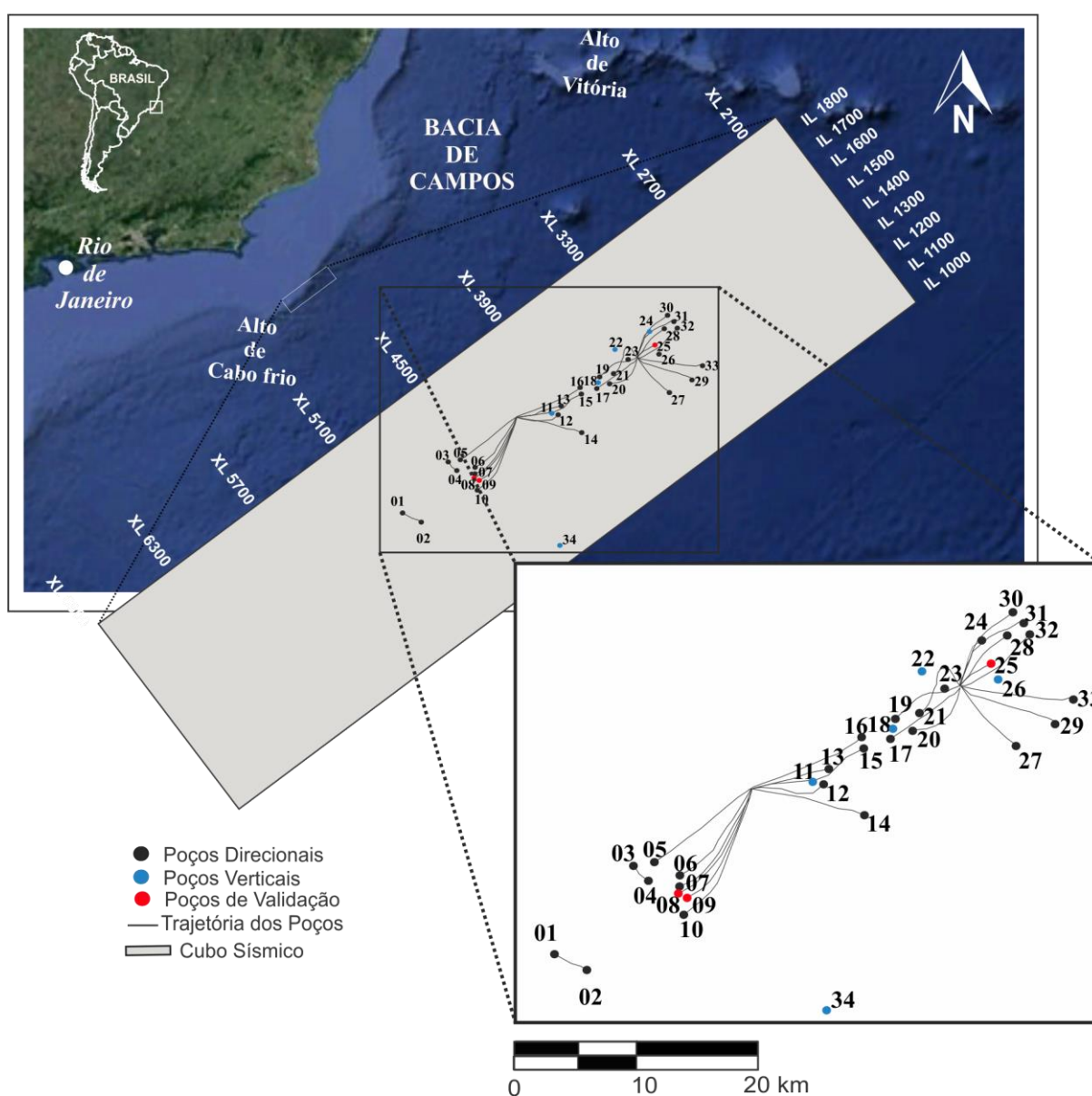


Figura 3: Localização da área de estudo na porção sul da Bacia de Campos (bloco BM-C-7). Em destaque, a disposição espacial do conjunto de dados utilizados no trabalho (Imagem Google Earth).

## FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Os métodos geoestatísticos tem como aspectos fundamentais estabelecer medidas quantitativas de correlação espacial a serem utilizadas na estimação, interpolação e simulação de variáveis. Deste modo, temos como conceitos principais que regem a teoria da geoestatística a variografia e a krigagem (Deutsch, 2002). A seguir serão introduzidos alguns conceitos gerais sobre os métodos geoestatísticos utilizados para o desenvolvimento da pesquisa, baseados nos princípios apresentados por: Isaaks e Srivastava (1989), Galli *et al.* (1994), Goovaerts (1997), Deutsch e Journel (1998), Armstrong *et al.* (2000), Deutsch (2002), Armstrong *et al.* (2014) e Pyrcz e Deutsch (2014).

### Modelo Geocelular

Dentre os diversos métodos geoestatísticos existentes, destacam-se os métodos baseados no uso de células para a representação dos corpos geológicos (modelos geocelulares). Os modelos geoestatísticos trabalham com a representação da arquitetura deposicional por meio da utilização de métodos matemáticos. A técnica consiste em subdividir a área de estudo em uma malha composta por células regularmente espaçadas orientadas segundo um sistema de coordenadas cartesianas X, Y e Z, sendo delimitadas de acordo com o espaçamento dos dados amostrais provenientes dos poços. Estas células são posteriormente preenchidas com os respectivos valores interpolados, sendo atribuídos os valores obtidos a um nó da célula (malha 2D), ou ao seu centro (malha 3D). O caminho percorrido ao longo da malha ocorre célula-a-célula, tendo como base o controle estatístico do variograma (Pyrcz e Deutsch, 2014).

Para atribuir um maior realismo geológico ao modelo na representação das variações deposicionais e dos processos erosivos atuantes durante a evolução do campo, é possível estabelecer relações estratigráficas na delimitação do ordenamento vertical das células com base no uso de horizontes de referência. As principais relações para as células presentes entre os horizontes de referência são a proporcionalidade entre topo e base, paralelismo em relação ao horizonte da base ou o paralelismo em relação ao horizonte de topo (Pyrcz e Deutsch, 2014).

## Variograma

Para que seja realizada de modo eficiente, a modelagem de reservatórios necessita de um elo entre conceitos geoestatísticos e as características sedimentológicas de um campo. Embora esta associação não seja uma tarefa fácil de ser efetuada, uma correlação intuitiva pode ser feita entre o variograma e os conceitos arquiteturais do reservatório (Ringrose e Bentley, 2015).

O variograma é uma ferramenta que possibilita determinar o comportamento espacial de uma variável, por meio dele é possível estimar a continuidade de fenômenos geológicos e determinar heterogeneidades ao longo de diversas direções. Pode ser definido como a variância do erro que se comete ao estimar um teor no ponto  $(x + h)$  pelo auxílio de um ponto em  $(x)$ , sendo  $h$  a distância entre eles. Na prática, utiliza-se o semi-variograma  $\gamma(h)$ , que consiste na metade do tamanho do variograma  $2\gamma(h)$ . A aplicação do semi-variograma consiste no ajuste do variograma teórico, definido com base em modelos matemáticos, ao semi-variograma experimental, definido pelo comportamento dos pontos amostrais (Isaaks e Srivastava, 1989; Deutsch e Journel, 1992a; Andriotti, 2004; Deutsch, 2002).

O semi-variograma pode ser definido em função das variâncias das amostras (*Equação 1*), da esperança matemática (*Equação 2*), ou de modo mais usual, a partir de um número de pares de dados dispostos ao longo da área de estudo (*Equação 3*).

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} \text{Var}(Z(x + h) - Z(x)) \quad \text{Equação 1}$$

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} E[(Z(x + h) - Z(x))^2] \quad \text{Equação 2}$$

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x + h) - Z(x)]^2 \quad \text{Equação 3}$$

Sendo:

$\gamma(h)$ : o semi-variograma

$Z(x)$ : valor da variável na posição  $(x)$

$Z(x + h)$ : valor da variável na posição  $(x + h)$

$N(h)$ : número de pares de amostras separados por uma distância  $(h)$

$E[Z(x)]$ : esperança matemática da variável aleatória  $Z$

Os elementos constituintes de um variograma são: a variância amostral (efeito pepita), que consiste no erro amostral vinculado ao próprio conjunto de dados (ou em outras palavras, a variância quando  $h$  tende a zero); o patamar, que consiste na máxima variabilidade que ocorre entre duas amostras correlacionáveis; variância espacial (diferença entre a variância do patamar e o efeito pepita) e a amplitude, distância máxima até onde se encontra correlação espacial entre duas variáveis (Figura 4).

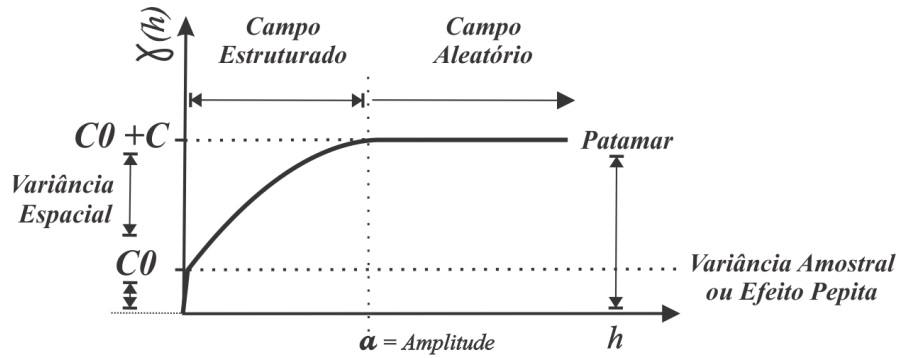


Figura 4: elementos constituintes de um variograma. Fonte: Yamamoto (2001).

As principais de funções variográfica utilizadas são: a esférica, exponencial e gaussiana (Figura 5) (Yamamoto, 2001)

O modelo esférico apresenta um comportamento linear a distâncias próximas a origem, seu cálculo é realizado pela *Equação 4*.

$$\gamma(h) = \begin{cases} C_0 + C \left[ 1.5 \left( \frac{h}{a} \right) - 0.5 \left( \frac{h}{a} \right)^3 \right] & \text{se } h < a \\ C_0 + C & \text{se } h \geq a \end{cases} \quad \text{Equação 4}$$

Sendo:  $a$  a amplitude do variograma.

O modelo exponencial possui comportamento linear próximo a origem e assintótico próximo ao patamar, seu cálculo é representado pela *Equação 5*.

$$\gamma(h) = C_0 + C \left[ 1 - \exp\left(\frac{-3h}{a}\right) \right] \quad \text{Equação 5}$$

O modelo gaussiano é usado para modelar variáveis com elevada continuidade espacial, seu cálculo é realizado pela *Equação 6*.

$$\gamma(h) = C_0 + C \left[ 1 - \exp\left(\frac{(-3h)^2}{(a)^2}\right) \right] \quad \text{Equação 6}$$

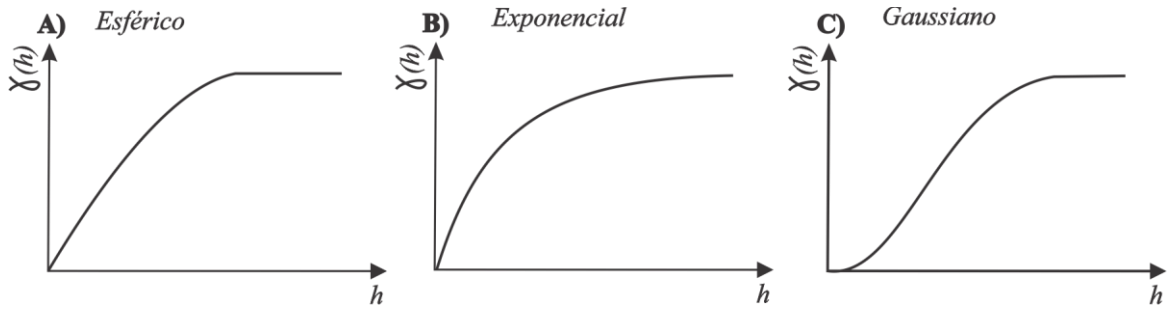


Figura 5: principais modelos variográfico teóricos. Fonte: Yamamoto (2001).

## Krigagem

Krigagem é uma técnica de estimativa do valor de uma variável  $Z(x)$  em um ponto  $x$  do espaço, utilizando para isso informações de outros pontos  $x_i$ ,  $i = 1, \dots, n$ , presentes em uma vizinhança. Por meio dela é possível obter uma estimativa da variável no ponto  $x$  e de seu erro associado na forma da variância da krigagem (Deutsch, 2002; Andriotti, 2003).

Na aplicação da krigagem é levado em consideração:

- (1) O número de amostras utilizadas;
- (2) A distribuição espacial das amostras;
- (3) As distâncias entre as amostras e a região a ser estimada;
- (4) A continuidade espacial da variável em estudo por meio do semi-variograma;

Para a aplicação do método de Krigagem Simples (*Equação 7*), assume-se que a média  $m$  seja conhecida ao longo da distribuição, sendo a  $E[Z(x)]$  constante em qualquer ponto  $x$  do domínio (Câmara, 1992; Deutsch e Journel, 1992a).

Como ponto importante no método de krigagem simples, pode-se salientar que os pesos das amostras são determinados de forma a minimizar a variância do erro (*Equação 9*).

$$Z_{KS}^* = \sum_{i=1}^n \lambda_i(x) Z(x_i) + \left[ 1 - \sum_{i=1}^n \lambda_i(x) \right] m \quad \text{Equação 7}$$

$$\sum_{j=1}^{n(x)} \lambda_i(x) C(x_j - x_i) = C(x - x_i), \quad \forall i = 1, \dots, n. \quad \text{Equação 8}$$

$$\sigma_{KS}^2 = C(0) - \sum_{j=1}^{n(x)} \lambda_i(x) C(x - x_i) \geq 0 \quad \text{Equação 9}$$



Sendo:

$C(0)$ : a variância *a priori* da variável  $Z(x)$  em toda área

$Z_{KS}^*$ : valor da variável no ponto estimado pelo algoritmo de Krigagem Simples

$\lambda_i$ : pesos da krigagem

$\sigma_{KS}^2$ : variância da krigagem

$E[Z(x)]$ : esperança matemática da variável aleatória  $Z$

Sobre o método podemos considerar as seguintes características:

**Pontos positivos:** é um método baseado no melhor ajuste, ou seja, tem como objetivo honrar os dados nos pontos amostrais (mantém a acurácia local) (Deutsch e Journal, 1998; Andriotti, 2003).

**Pontos negativos:** (1) a distribuição gerada a partir da krigagem tende a ser atenuada em relação à distribuição original, uma vez que seu algoritmo visa a minimização da variância da krigagem; (2) em situações com espaço amostral reduzido e dados distantes, o método não representa de modo efetivo as heterogeneidades ao longo do reservatório, uma vez que é altamente influenciado pelo espaçamento dos poços (Ringrose e Bentley, 2015); (3) por ser um método determinístico, gera apenas um cenário por realização (Deutsch e Journal, 1998).

### Simulação Sequencial Gaussiana (SGS)

Métodos de simulações sequenciais são amplamente utilizados na indústria do petróleo. Em função de sua natureza estocástica, possibilitam acessar as incertezas vinculadas a múltiplas realizações da variável estudada. Uma vez que simulam variáveis contínuas, são comumente utilizados para modelagem de variáveis como porosidade e permeabilidade (Bueno *et al.*, 2011; Correia e Schiozer, 2016).

A simulação sequencial gaussiana utiliza como estimador o algoritmo da krigagem simples, possuindo, além disso, dois pontos importantes que o diferenciam de outros métodos de interpolação. O primeiro consiste na compensação do efeito de atenuação da variância causado pela krigagem. Para solucionar este efeito, a variância perdida pela atenuação é adicionada a distribuição na forma de uma componente independente (resíduo) com média zero e variância igual a variância da krigagem para o ponto estimado. Por meio deste procedimento, é possível aproximar os valores estimados às características da variabilidade original da distribuição. O segundo permite que os valores estimados pelas krigagens sejam incorporados ao espaço amostral da simulação. Isso assegura a reprodução da covariância

entre o conjunto de valores simulados e a estimativa da incerteza local (Deutsch e Journal, 1992a; Deutsch, 2002; Kelkar e Perez, 2002).

O caminho percorrido pela simulação ao longo dos nós da malha baseia-se no uso de sementes aleatórias. Cada semente irá determinar um caminho aleatório equiprovável e distinto dos demais. Em função desta característica, a cada rodada de simulação valores diferentes de resíduos e consequentemente de valores estimados para cada ponto serão gerados, o que possibilita a criação de diversos cenários a partir de um mesmo conjunto de dados. A análise comparativa entre estes cenários possibilita estimar a variabilidade entre eles e determinar a acurácia dos valores estimados (Deutsch e Journal, 1998; Ringrose e Bentley, 2015).

A seguir, é apresentada uma súmula das principais etapas realizadas pelo algoritmo durante a simulação:

- (1) Transformar a distribuição original dos dados em uma distribuição do tipo normal com média zero e variância 1;
- (2) Percorrer cada nó da célula para realizar a krigagem e obter seu valor estimado e sua variância da krigagem correspondente;
- (3) Estimar o resíduo aleatório que seguirá uma distribuição normal, com média zero e valor correspondente a variância da krigagem calculada para a célula;
- (4) Adicionar o resíduo ao valor calculado na krigagem para esta célula, gerando assim seu valor estimado que segue uma distribuição normal;
- (5) Adicionar o valor estimado ao conjunto de dados garantindo assim uma covariância correta para as próximas predições;
- (6) Realizar o procedimento anterior de modo sequencial, percorrendo cada nó da malha de modo aleatório e incorporando seu valor estimado ao conjunto de dados;
- (7) Após popular todas as células da malha no espaço gaussiano, realizar a transformação inversa, transformando todos os valores de entrada e os simulados na malha para a distribuição original;

Sobre o método de simulação sequencial gaussiana, podemos considerar as seguintes características:

**Pontos positivos:** (1) reproduz as características globais (textura) e estatísticas (histograma, variograma e covariância) da distribuição original; (2) por ser um método estocástico, possibilita a criação de infinitos cenários equiprováveis do espaço simulado a

partir de um mesmo conjunto de dados; (3) possibilita acessar as incertezas em relação a disposição espacial dos valores simulados

**Pontos negativos:** modelos de simulação não condicional tendem a não honrar os dados nos locais das amostras originais, perdendo a acurácia local em relação aos dados de entrada.

### **Curva de Proporção Vertical (CPV)**

As curvas de proporção vertical são ferramentas de grande importância na caracterização geológica de reservatórios. Elas possibilitam definir quais as proporções dos litotipos e quais as fácies ocorrem com maior frequência em cada nível de um reservatório, informação que posteriormente pode ser utilizada como dado condicionante no processo de modelagem e auxiliando no entendimento de tendências. Correspondem à uma visualização gráfica da distribuição dos litotipos dentro de uma região, considerando-se sua frequência relativa (Remacre *et al.*, 2008).

As curvas de proporção vertical representam as proporções médias de cada fácies calculadas em níveis ou superfícies, paralelas a um referencial adotado, permitindo quantificar a evolução sequencial ou temporal de uma litofácies (Remacre *et al.*, 2008; Armstrong, 2011).

Uma vez que representam as proporções das litofácies, é possível utilizá-las para condicionar métodos de simulação estocástica e para avaliar os resultados obtidos (Remacre *et al.*, 2008).

Do ponto de vista geoestatístico, as variações observadas na curva de proporções verticais são formas de verificar a não estacionariedade dos dados. Caso as curvas de proporções verticais não forem suficientes para descrever as heterogeneidades referentes as variações faciológicas ao longo do campo, pode-se construir uma matriz de proporção vertical (MPV) (Ravenne *et al.*, 2002; Albertão *et al.*, 2005).

Por meio da matriz de proporções vertical é possível realizar uma avaliação mais precisa da distribuição das heterogeneidades ao longo da área. Para sua construção, estipula-se uma malha bidimensional com menor resolução que a utilizada na simulação geológica (3D). Para cada célula desta nova malha bidimensional é calculada, por meio de krigagem, uma nova curva de proporções vertical. Como resultado, esta nova matriz de proporções vertical criada poderá ser utilizada para o cálculo dos variogramas de simulação de fácies e para a construção de uma curva de proporções vertical global para o campo, com maior resolução que aquela obtida a partir dos poços não interpolados (Friedrich, 2003).

### Simulação Plurigaussiana (SPG)

Simulação plurigaussiana é um método utilizado na simulação de variáveis categóricas, ou seja, variáveis que possuem distribuições com valores discretos e representam classes de atributos. Comumente este método é empregado na modelagem de fácies e litotipos, sendo aplicado em situações com a ocorrência de fácies sem um ordenamento espacial bem definido (Dowd *et al.*, 2003).

Tal como a simulação sequencial gaussiana, a simulação plurigaussiana é um método estocástico, possibilitando a criação de realizações equiprováveis e sua aplicação no cálculo de incertezas (Beucher *et al.*, 2008).

O método foi descrito inicialmente por Galli *et al.* (1994) e Le Loc'h *et al.* (1994), sendo uma variação da Simulação Gaussiana Truncada (Normando, 2005).

O modelo de simulação plurigaussiana, permite uma maior liberdade ao intérprete em agregar informações geológicas ao modelo, possibilitando a adição de um número maior de informações quando comparado aos modelos que utilizam apenas uma função gaussiana (Normando *et al.*, 2005).

A ideia por trás do método é permitir a simulação de cenários geológicos complexos onde as variáveis possuem comportamentos espaciais distintos. Para isso, são atribuídas duas ou mais funções aleatórias gaussianas ao modelo (geralmente duas), onde cada uma irá descrever o comportamento de uma ou mais variáveis, permitindo simular diversas condições de anisotropia em um mesmo processo de simulação (Armstrong, 2011).

Os parâmetros chave para a realização da simulação plurigaussiana são o número de fácies, definidas para o modelo geológico, a relação espacial entre elas, os valores de corte na função gaussiana e o modelo variográfico (Zaparolli, 2000; Dowd *et al.*, 2003).

O método consiste em aplicar uma regra litológica para descrever o contato entre as fácies presentes no modelo ( $F_1, F_2, \dots, F_n$ ), sendo abordadas agora como variáveis categóricas  $Y_1(x), Y_2(x), \dots, Y_n(x)$ . A estas variáveis são atribuídas probabilidades de ocorrência com base em suas proporções de fácies nas matrizes de proporções de verticais ou em curvas de proporções verticais.

As variáveis categóricas serão então agrupadas de acordo com seus contatos e sua ocorrência na matriz de proporções, sendo modeladas variograficamente de modo independente.

Para que possam ser simuladas mantendo suas características individuais, as funções indicatrizes  $Y_1(F_1), Y_2(F_2), \dots, Y_n(F_n)$ , referentes a cada variável categórica  $Y_1(x), Y_2(x), \dots, Y_n(x)$

são associadas a duas funções aleatórias gaussianas  $Z_1(x)$  e  $Z_2(x)$ . A probabilidade de ocorrência de cada variável categórica  $Y_n$  dentro do espaço gaussiano, será estabelecida por meio de parâmetros de cortes baseados na probabilidade de ocorrência da função indicatriz na matriz de proporções verticais (*threshold*). Após ser realizada a simulação das variáveis gaussianas, os valores simulados são então transformados para sua distribuição original (transformação inversa). Este procedimento é realizado de acordo com os parâmetros de corte estabelecidos, permitindo assim quantificar a ocorrência de fácies no modelo original (Armstrong, 2011).

A seguir, é apresentada uma súmula das principais etapas realizadas pelo algoritmo durante a simulação:

- (1) São estabelecidas relações que melhor definam o contato entre os litotipos ou fácies presentes no campo, tal relação é denominada regra de contato litológico. Elas podem ser estabelecidas por meio de retângulos ou limiares (*thresholds*);
- (2) Com base na matriz de proporção de fácies (MPV) é definida a probabilidade de ocorrência de cada fácies nível a nível, sendo a probabilidade de ocorrência da fácies, igual sua proporção vertical;
- (3) As regras de contato entre os litotipos são ajustadas de acordo com a proporção de cada fácies;
- (4) Para cada litotipo é atribuído uma função indicatriz que descreve seu comportamento em sua distribuição original de modo categórico;
- (5) Para cada função aleatória gaussiana pode ser atribuída uma ou mais funções indicatrizes descritas na etapa anterior;
- (6) É estabelecida a correlação entre as variáveis gaussianas. Quanto maior sua correlação, mais acentuado será o contato entre as fácies;
- (7) As variáveis gaussianas são então simuladas e ao término desta etapa, os valores de corte são aplicados, sendo retransformadas na distribuição original.

Sobre o método de simulação sequencial gaussiana, podemos considerar as seguintes características:

**Pontos positivos:** A grande vantagem deste método é poder aplicar a ordem de sucessão de fácies por meio da regra litológica. O arranjo correto das fácies é usualmente evidência do contexto geológico do problema (Deutsch, 2002).

**Pontos negativos:** o ordenamento das fácies fixa também a relação de truncamento (*threshold*) sobre suas proporções. Isso exige que a regra de fácies tenha um ordenamento realista com a geologia local, caso contrário, poderão ocasionar modelos que não honram de modo representativo a geologia local e suas corretas proporções (Armstrong, 2011).

## **METODOLOGIA**

A execução deste trabalho seguiu as metodologias propostas por Cosentino (2001), Deustch (2002), Pyrcz e Deutsch (2014) e Correia *et al.* (2016). Sua realização foi dividida em quatro etapas principais:

### **ETAPA 1- DETERMINAÇÃO DE FÁCIES**

- Interpretação de litofácies (testemunhos).
- Análise de perfis: identificação de zonas reservatório, correlação rocha-poço e relação litofácies-assinatura geofísica.
- Determinação de eletrofácies por meio de parâmetros de corte (teor de argila e porosidade efetiva) estabelecidos entre poços e testemunhos.

### **ETAPA 2- ARCABOUÇO ESTRATIGRÁFICO**

- Interpretação sísmica (análise de atributos sísmicos, interpretação de horizontes e elementos deposicionais).
- Criação de arcabouço estratigráfico.

### **ETAPA 3 – MODELAGEM GEOESTATÍSTICA**

- Criação da malha geológica.
- Modelagem estocástica de eletrofácies utilizando Simulação Plurigaussiana.
- Modelagem estocástica de porosidade efetiva utilizando Simulação Sequencial Gaussiana.

### **ETAPA 4 – VALIDAÇÃO DOS MODELOS**

- Análise quantitativa dos resultados das simulações de eletrofácies e porosidade efetiva.
- Aplicação das matrizes de erro para a avaliação dos resultados dos *blind tests*.
- Criação do modelo de probabilidade para as simulações de porosidade efetiva acima de 20%.

## Parâmetros Petrofísicos

### *Volume de Argila (Vsh)*

O volume de argila ou argilosidade foi determinado segundo as metodologias propostas por Rider (2002), Asquith e Krygowski (2004) e Nery (2013). Inicialmente foi estabelecido o Índice de Raios Gama (IGR), baseado nas leituras ao longo da curva de raios gama e nos seus valores máximos e mínimos estabelecidos para cada litologia (*Equação 10*). Os valores obtidos foram, mínimo de 65° API para arenitos limpos e 155° API para folhelhos, calculados por meio de análise da distribuição de histogramas de raios gama (GR) de todos os poços conjuntamente. O valor de IGR linear obtido, foi adotado como volume de argila aproximado para as três fácies.

$$IGR = \frac{(GR_{log} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \quad \text{Equação 10}$$

Sendo:

$GR_{max}$  = valores de raios gama definidos para litotipos puramente argilosos (elevada radioatividade)

$GR_{min}$  = valores de raios gama correspondente às areias limpas (baixa radioatividade).

$GR_{log}$  = leitura de raios gama na curva analisada

Para fins de ajuste da porosidade efetiva determinada nos poços aos dados de testemunhos, foi aplicada a correção de Larionov para rochas cenozóicas aos dados de IGR linear (*Equação 11*) (Larionov, 1969).

$$Vsh_{Larionov} = 0,083 \times (2^{(3,7 \times IGR)} - 1) \quad \text{Equação 11}$$

Embora esta equação seja comumente empregada para o ajuste da argilosidade em rochas com idades mais recentes que as presentes no reservatório e, portanto, menos compactadas, o caráter inconsolidado dos sedimentos da Formação Carapebus possibilitou o emprego desta correção no intervalo reservatório. O padrão de comparação entre o argilosidade calculada por meio do IGR linear e a obtida por meio da equação de Larionov é mostrado na Figura 6.



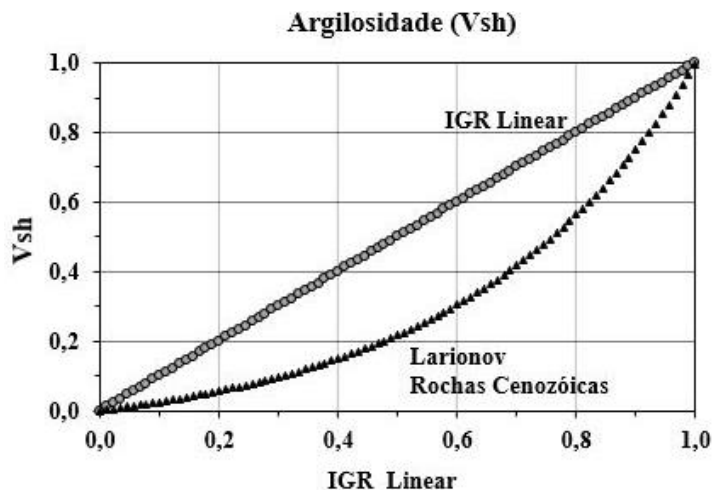


Figura 6: comparação entre  $Vsh$  obtido por meio do cálculo de IGR linear (círculos cinza) e corrigido por meio da equação de Larionov para rochas cenozóicas (triângulos pretos).

### Cálculo de Porosidade

O cálculo da porosidade foi realizado em três etapas.

Inicialmente foi determinada a porosidade total (PHID) a partir do perfil de densidade, por meio da *Equação 12* (Asquith e Krygowski, 2004).

O próximo passo consistiu na correção da porosidade para efeito de gás, por meio do cálculo da porosidade média (PHIA) que leva em consideração a média aritmética entre os valores de porosidade neutrão e a porosidade total (*Equação 13*).

Como último passo, foi calculada a porosidade efetiva (PHIE). Esta etapa teve como objetivo considerar apenas o volume de poros conectados, descontando o efeito da água irreduzível e das argilas dispersas em meio ao sistema poroso. Para isso o efeito da argilosidade (IGR) calculado nos perfis GR, foi ajustado aos dados de testemunhos por meio da correção  $Vsh_{Larionov}$  (*Equação 14*) e então descontado do valor de porosidade média (PHID) obtida na etapa anterior (Rider, 2001; Nery, 2013).

$$PHID = \frac{(RHO_{B_{matriz}} - RHO_{B_{log}})}{(RHO_{B_{matriz}} - RHO_{B_{fluido}})} \quad \text{Equação 12}$$

Sendo considerado  $2,66 \text{ g/cm}^3$  a densidade da matriz e  $0,95 \text{ g/cm}^3$  a densidade do fluido.

$$PHIA = \frac{(PHID + PHIN)}{2} \quad \text{Equação 13}$$

$$PHIE = PHIA \times (1 - Vsh_{Larionov}) \quad \text{Equação 14}$$

### **Determinação de Fácies – Função Lógica**

A partir das características granulométricas, análises laboratoriais (porosidade e volume de argila) e descrições dos dados de testemunhos (poços 03, 04, 18 e 26), foi possível identificar as principais litofácies presentes no conjunto de dados. Estas litofácies foram posteriormente comparadas com as respostas dos perfis geofísicos dos poços e agrupadas em três eletrofácies representativas, sendo elas respectivamente: reservatório (F1), reservatório de baixa qualidade (F2) e não reservatório (F3).

Por meio das análises de cross-plots, histogramas e regressões, obteve-se uma função lógica que permitiu extrapolar de modo sistemático a relação entre as litofácies determinadas e suas respostas geofísicas para os demais poços não testemunhados. Os parâmetros que se mostraram mais satisfatórios na determinação da função lógica foram a porosidade efetiva (PHIE) e o volume de argila (Vsh).

### **Arcabouço Estratigráfico**

A construção do arcabouço estratigráfico foi realizada por meio da interpretação de três horizontes delimitadores do reservatório. A base, representada pelo topo dos carbonatos do Grupo Macaé. A porção central, foi delimitada por um horizonte formado por folhelhos e lamitos de ambiente marinho profundo, depositados durante a máxima transgressão da bacia, sendo aqui denominada de superfície intermediária. O limite superior, representado pelo topo dos depósitos de idade cretácica superior da Formação Carapebus.

A interpretação dos refletores foi realizada com base nos marcadores de poços e auxiliada com o uso de atributos sísmicos, entre eles a *Amplitude RMS* e o *Reflection Strength*, já as direções de deposição dos canais em mapa, foram identificadas com a aplicação do atributo *Relative Amplitude Change*. Nesta etapa, foram avaliadas as principais feições geomorfológicas da sísmica, possibilitando a identificação da geometria dos lobos, canais e das direções de deposição dos corpos sedimentares que compõem os reservatórios (Posamentier, 2003).

### **Malha Geológica**

A criação do modelo geológico teve como base o arcabouço estratigráfico para o estabelecimento da malha, a qual foi dividida em dois compartimentos. O compartimento superior foi delimitado entre o horizonte dos depósitos cretácicos da Formação Carapebus (topo) e a superfície intermediária (base). Já o compartimento inferior, foi delimitado entre superfície intermediária (topo) e o horizonte de topo dos carbonatos do Grupo Macaé (base).

Segundo diversos autores (Cosentino, 2001, Deutsch, 2002; Ringrose e Bentley, 2015), a etapa de delimitação da malha estratigráfica causa um impacto significativo no modelo geológico, uma vez que define a arquitetura espacial das unidades deposicionais presentes no reservatório. Mediante estas considerações e as relações estratigráficas observadas em sísmica, optou-se por delimitar as células no intervalo superior de modo paralelo ao topo e as do intervalo inferior, dispostas de modo proporcional entre seus horizontes ao longo do eixo vertical. Isso assegurou ao ordenamento interno das células que as relações de deposição fossem respeitadas, gerando um acunhamento (*pinch-out*) em direção a noroeste com um padrão de organização *onlap* sobre o Grupo Macaé.

As células da malha foram estabelecidas com 100 m x 100 m na horizontal e 1,5 m de espessura, totalizando 9,8 milhões de células, dispostas em 28 níveis no intervalo superior e 40 no inferior. As dimensões foram estabelecidas de modo a manter as proporções das variáveis geológicas presentes nos poços e se adequando as limitações computacionais de escala, exigidas pelos softwares de simulação. O critério adotado para a regularização das eletrofácies foi a moda (*most of*) e para a porosidade efetiva, a média geométrica (Ringrose e Bentley, 2015).

### **Curvas de Proporções Verticais**

A modelagem das heterogeneidades ao longo do campo foi realizada por meio da criação de curvas de proporções verticais (CPV), matrizes de proporções verticais (MPV) e variogramas (Ravenne, *et al.*, 2002; Albertão *et al.*, 2005; Yunsel e Ersoy, 2013).

Para o cálculo destas variáveis foram utilizadas as curvas de eletrofácies de 31 dentre os 34 poços do banco de dados, sendo, portanto, excluídos os poços de validação para o cálculo de proporções de fácies para o campo (poços 08, 09 e 25). Os poços de validação apresentaram características petrofísicas e proporções de fácies semelhantes aos poços vizinhos. A razão de sua exclusão se deu para que seus valores não influenciassem no cálculo das proporções de fácies do campo, sendo utilizados apenas como ferramentas para avaliar a capacidade preditiva dos algoritmos na etapa de validação. Detalhes metodológicos sobre a escolha destes poços serão abordados posteriormente.

Para representar de modo mais efetivo as variações litológicas ao longo da área, foi realizado o cálculo das matrizes de proporção verticais (MPV) para o campo, a fim de se obter uma perspectiva tridimensional de distribuição das fácies. Para isso, foi estabelecida uma malha de menor resolução que a malha geológica, com a finalidade de interpolar as curvas de

proporções verticais. As curvas de eletrofácies provenientes dos poços foram agrupadas em células paralelas a direção de aquisição do cubo sísmico (aproximadamente N37E), direção que também se faz paralela à linha do *strike* deposicional da bacia. Foram criadas 47 células na direção NE-SW e 17 células na direção NW-SE e interpoladas por meio de uma krigagem, gerando assim uma matriz de proporções contendo em cada célula uma curva de proporções vertical de fácies (CPV). As proporções de fácies obtidas nesta matriz possibilitaram a análise de estacionariedade nos intervalos da malha e foram posteriormente utilizadas como parâmetros de corte (*thresholds*) das funções gaussianas indicatrizes na etapa de simulação plurigaussiana (Albertão *et al.*, 2005).

### **Regra de Contatos Faciológicos**

As regras de contato de fácies foram criadas levando em consideração: as relações de contatos observadas entre litofácies presentes nos testemunhos, o modelo conceitual adotado e depósitos sedimentares de campos análogos. Os contatos foram estabelecidos de modo que a fácies reservatório estivesse adjacente tanto com a fácies reservatório de baixa qualidade quanto com a não reservatório, englobando assim todas as possibilidades de arranjos geométricos verificados para a área (Figura 7) (Albertão *et al.*, 2005; Galli *et al.*, 2006).

### **Variogramas**

Para a análise estrutural das heterogeneidades espaciais do reservatório, foram ajustados variogramas para as variáveis fácies e porosidade efetiva ao longo de diversas direções a fim de encontrar a direção de maior continuidade espacial para cada variável. Nesta etapa, foram levados em consideração o tamanho e a disposição dos corpos sedimentares identificados na sísmica como parâmetros de ajuste dos modelos.

O ajuste do modelo variográfico das fácies foi realizada em 2 etapas. Primeiramente, foram modelados os variogramas das variáveis indicatrizes para cada uma das fácies (Reservatório, Reservatório de Baixa Qualidade e Não Reservatório) em sua distribuição original  $Y_1(F1)$ ,  $Y_2(F2)$  e  $Y_3(F3)$ , levando em consideração as proporções obtidas na matriz de proporções verticais. Posteriormente, estas três indicatrizes foram agrupadas em duas funções aleatórias gaussianas  $Z_1(x)$  e  $Z_2(x)$  e utilizadas como parâmetro de entrada para o modelo plurigaussiano. Como o modelo trabalha na etapa gaussiana, com apenas duas funções, optou-se por agrupar as fácies 2 e 3 em uma mesma variável  $Z_2(x)$ , seguindo os padrões de distribuição da fácies 2 (Figura 7) (Normando *et al.*, 2005; Armstrong *et al.*, 2011).

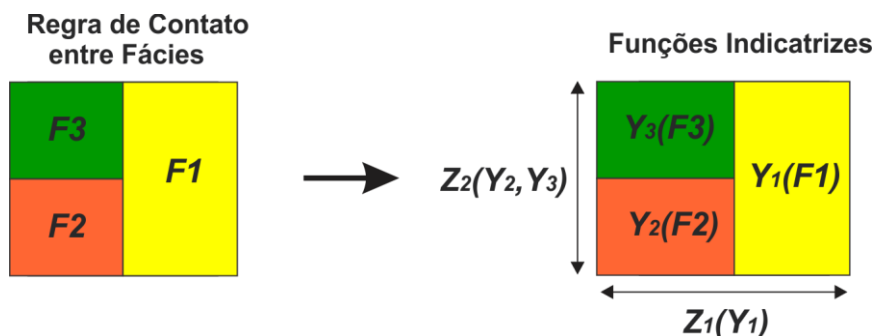


Figura 7: Para a execução deste modelo plurigaussiano foram determinadas duas funções indicatrizes  $Z_1(x)$  e  $Z_2(x)$  representando o comportamento espacial das funções gaussianas. A função  $Z_1(x)$ , modela o comportamento da variável  $Y_1$ , referente a fácies F1 e a função  $Z_2(x)$  modela o comportamento das variáveis  $Y_2$  e  $Y_3$ , referentes as fácies F2 e F3, respectivamente.

### Simulação Estocástica

Métodos de simulação estocástica, embora apresentem realizações equiprováveis, possuem variações entre os cenários gerados em função do uso de sementes aleatórias. Estas variações possibilitam estimar a variabilidade espacial de um conjunto de simulações e a acurácia em relação aos pontos condicionantes (dados de poços). Usualmente na indústria do petróleo, as incertezas para escolha de um cenário são quantificadas na forma de ranqueamentos das realizações sobre curvas de probabilidades acumuladas, mediante as probabilidades de 10%, 50% e 90% da ocorrência de um determinado parâmetro (*net-to-gross*, volume de óleo, saturação, ..., etc). Essa metodologia possibilita ao intérprete ter uma margem quantitativa do erro associado à sua escolha (Ovreberg *et al.*, 1992; Smith *et al.*, 1993; Deutsch e Journel, 1998; Derakhshan e Deutsch, 2008; Bueno *et al.*, 2011).

Para a determinação do caso base do modelo de fácies nesta etapa da pesquisa, esta metodologia baseada no ranqueamento de probabilidades foi aplicada.

O processo de modelagem estocástica do reservatório consistiu primeiramente na modelagem de fácies, por meio de 100 realizações de Simulação Plurigaussiana. Para a escolha do caso base, os cenários obtidos na simulação foram ranqueados de acordo com seu percentual de acertos da eletrofácies reservatório nos poços de validação (Figura 8). Define-se aqui acerto, como os valores corretamente preditos entre o cenário de simulação analisado e o valor original da curva de eletrofácies do poço.

Os valores de acertos da eletrofácies reservatório para cada cenário foram então ordenados segundo uma curva de densidade de probabilidade acumulada inversa, onde foram identificadas as realizações referentes aos casos: P10 (melhor taxa de acertos), P50 (caso médio) e P90 (pior taxa de acertos).

A partir deste critério foi escolhido o modelo P10 (Realização #78), como o caso base para a simulação de fácies, uma vez que este apresentou o melhor ajuste estatístico dentre os cenários analisados. Sobre este caso base, foram posteriormente condicionadas 100 realizações de porosidade efetiva.

### **Validação Numérica dos Modelos**

O processo de validação numérica foi realizado por meio de comparações de estatística descritiva, histogramas, aplicação de matrizes de erro e criação de um modelo probabilístico para a ocorrência de porosidade efetiva para o campo. O objetivo desta etapa foi avaliar a coerência numérica dos modelos de fácies e porosidade gerados por simulação, com suas respectivas curvas de poços originais (Ersoy e Yunsel, 2009; Gomez *et al.*, 2009).

Uma etapa importante do processo de validação dos modelos baseou-se no uso de poços de validação (*blind test*). Do conjunto de 34 poços irregularmente espaçados, três foram escolhidos aleatoriamente (poços 08, 09 e 25) e retirados do conjunto de dados de simulação (Figura 8). Os resultados da simulação de eletrofácies utilizando os 31 poços restantes foram então comparados aos valores originais dos poços de validação por meio de matrizes de erro. Esta metodologia possibilitou avaliar a capacidade do modelo de simulação plurigaussiana em prever os valores para área inter-poços (Gomez *et al.*, 2009).

As matrizes de erro também conhecidas como matrizes de confusão, são ferramentas de análise estatísticas utilizadas comumente para avaliação da acurácia na predição de dados. Consistem em matrizes quadradas onde são comparados os dados preditos ou simulados por algoritmos, com os dados originais de uma distribuição. Os dados simulados são plotados nas colunas e as linhas correspondem aos valores originais, deste modo, sua diagonal irá corresponder aos valores corretamente preditos pelo algoritmo (Santra e Christy, 2012; Salmon *et al.*, 2015).

A aplicação da técnica de matrizes de erro foi analisada segundo duas perspectivas:

- (1) Avaliar a capacidade preditiva da simulação plurigaussiana na área inter-poços
- (2) Avaliar a capacidade preditiva da simulação plurigaussiana no local do poço

A primeira perspectiva foi realizada utilizando como parâmetro comparativo, a curva de eletrofácies regularizada dos poços de validação (poço 08, 09 e 25), a segunda, utilizando a curva de eletrofácies regularizada dos 31 poços do conjunto de dados. Estes valores foram posteriormente comparados às curvas de fácies extraídas da malha de simulação nos locais dos respectivos poços.

A não utilização dos poços de validação como dados de entrada para a simulação, permitiu seu uso como parâmetro comparativo do comportamento do algoritmo para uma área com ausência de poços perfurados.

Ao compararmos os valores simulados com os originais (regularizados), por meio das matrizes de erro, é possível determinar o índice percentual de acertos do algoritmo, ou seja, quando os valores simulados na malha e os valores presentes no poço (na mesma coordenada), foram correspondentes.

Para a análise das realizações geradas para o modelo de porosidade efetiva, foi criado sobre os 100 cenários simulados desta variável, um modelo da probabilidade da ocorrência de porosidades acima de 20%. Este parâmetro de corte foi adotado visando os valores estabelecidos para a delimitação da eletrofácies reservatório na função lógica, podendo deste modo, comparar a distribuição espacial dos cenários de porosidade efetiva com a distribuição das eletrofácies presentes no caso base.

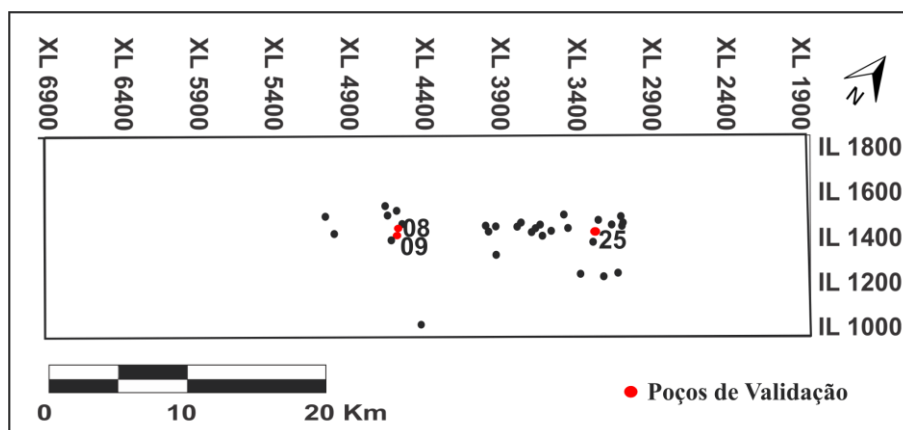


Figura 8: localização dos poços utilizados para validação das simulações estocásticas (poços 08, 09 e 25).

## RESULTADOS

### Análise Petrofísica e Perfilagem Geofísica de Poços

De acordo com as análises de seções delgadas e descrições litológicas disponibilizadas para no conjunto de poços testemunhados (poços 03, 04, 18 e 26), os sedimentos encontrados no Campo de Peregrino podem ser agrupados em três tipos litológicos predominantes: (1) arenitos finos a grossos, (2) arenitos finos siltsos e (3) siltitos arenosos e folhelhos. Em menores proporções ocorrem conglomerados, arenitos cimentados e lamias carbonáticas. De modo subordinado ocorrem: fragmentos líticos (sedimentos vulcânicos básicos, sedimentos félsicos plutônicos e metamórficos), micas, grãos detríticos de metais pesados, intraclastos e bioclastos carbonáticos (foraminíferos planctônicos) e pelóides de glauconita.

Os arenitos são geralmente inconsolidados e possuem granulometrias que variam de muito fina a grossa, sendo pobremente a moderadamente selecionados com composição quartzosa a arcoseana (Figura 9).

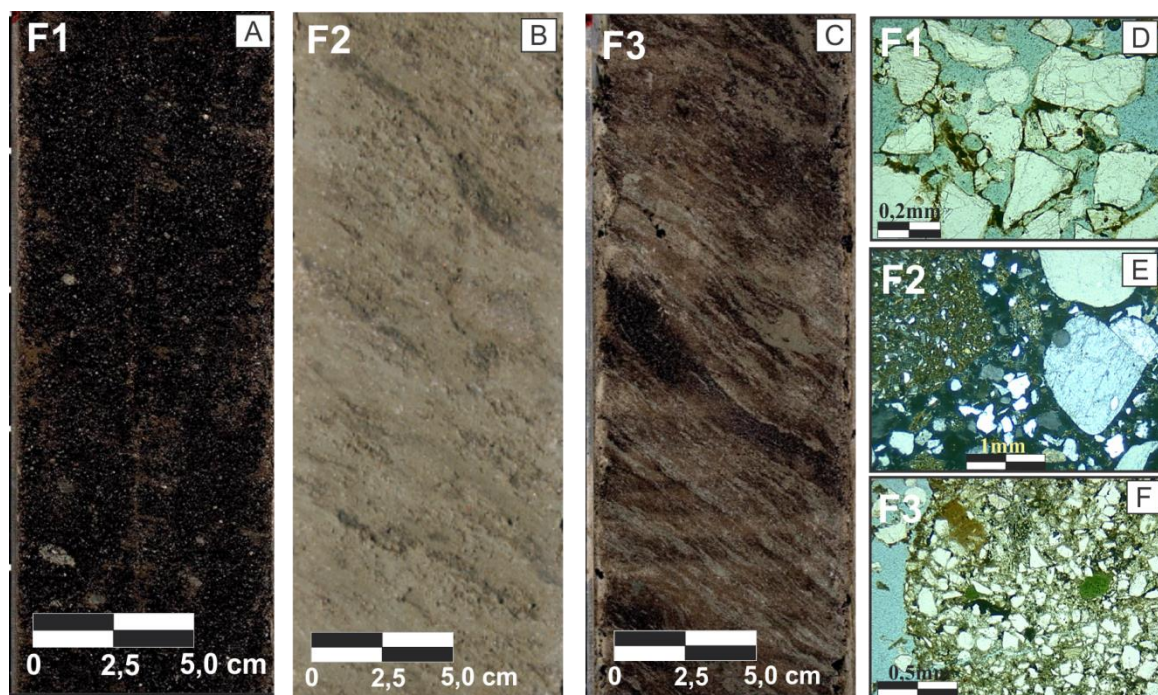


Figura 9: Fotografias de testemunhos representativos de cada associação de litofácies: A- Arenitos finos a grossos (F1); B- Arenitos finos siltsos (F2) e C- siltitos arenosos e folhelhos (F3). D- Lâmina com presença porosidade intergranular e saturação de óleo ao redor dos grãos de quartzo de granulometria fina (F1). E- Lâmina com presença de sedimentos mal selecionados composta por arenitos finos siltsos contendo arenitos grossos intercalados (F2). Lâmina composta por siltitos arenosos (areia muito fina), com ocorrência de pelóides de glauconita (F3).

A extrapolação da classificação litológica realizada nos quatro poços testemunhados para os demais poços do conjunto de dados foi realizada com base na classificação de três



eletrofácies: Reservatório (F1), Reservatório de Baixa qualidade (F2) e Não Reservatório (F3). Como parâmetros de corte para esta correlação foi aplicada uma função lógica baseada nos valores de argilosidade ( $V_{sh}$ ) e porosidade efetiva (PHIE), calculados a partir das curvas GR, RHOB e NPHI (Tabela 1).

Nota-se que em função da composição arcoseana dos arenitos Carapebus, as leituras de raio gama apresentaram valores elevados, com leituras mínimas de GR para o intervalo alvo variando entre 11° a 65° API (Figura 10).

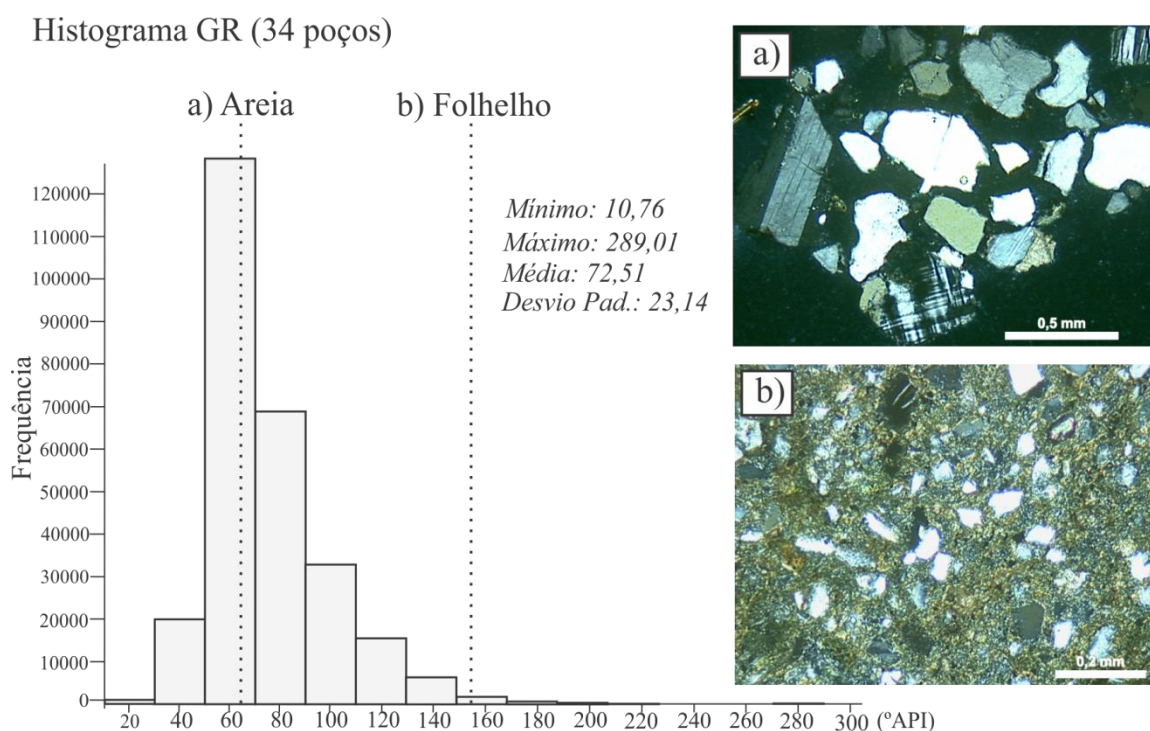


Figura 10: Histograma com as leituras de raios gama (GR) dos 34 poços amostrados entre o topo e a base do intervalo estudado. Linhas tracejadas indicando os limiares adotados na determinação do índice de raios gama ( $IGR$ ), com os valores mínimos e máximos de GR para as frações areia (65° API) e folhelho (155° API), respectivamente. Em “a” lâmina composta por arenitos arcóseos com granulometrias médias apresentando maclas do tipo *Carlsbad* e do tipo *Albite-Periclina* em feldspatos potássicos. Em “b” lâmina composta por siltitos arenosos (areia muito fina), representando as rochas capeadoras do reservatório (Membro Tamoios da Formação Ubatuba).

Tabela 1: Função lógica para determinação de eletrofácies a partir dos perfis geofísicos.

Regra de Fácies	Eletrofácies	Código	Litofácies Correspondentes
$PHIE \geq 0,20$ ou $V_{sh} \leq 0,20$	Reservatório	F1	Arenitos finos a grossos
$PHIE < 0,20$ ou $V_{sh} > 0,20$	Reservatório de Baixa Qualidade	F2	Arenitos siltosos bioturbados
$V_{sh} > 0,38$	Não Reservatório	F3	Siltitos arenosos e folhelhos

A análise dos perfis dos poços ao longo do campo evidenciou resultados significativos na representação dos litotipos por meio da função lógica, sendo que as melhores correlações ocorreram nos intervalos correspondentes a eletrofácies reservatório. Os litotipos representados pelos níveis conglomeráticos e arenitos bioturbados, oscilaram entre as eletrofácies F2 e F3 em função das proporções de argila em sua matriz e o grau de cimentação apresentado. Um exemplo dos litotipos associados às eletrofácies estabelecidas e da resposta das eletrofácies classificadas em relação à sísmica, encontram-se na (Figura 11) e (Figura 12), respectivamente.

A análise dos perfis de poço possibilitou a identificação da assinatura geofísica da seção de estudo pertencente ao intervalo Cretáceo Superior da Formação Carapebus. A base é marcada pela transição entre os carbonatos do Grupo Macaé e os arenitos da Formação Carapebus, sua assinatura geofísica é caracterizada pelo aumento do intervalo do tempo de trânsito do perfil sônico, diminuição da densidade e aumento dos valores de raios gama.

Estratigraficamente, a porção intermediária do intervalo é marcada pela transição para um ambiente marinho profundo (batial inferior a abissal), representado pela deposição de folhelhos, siltes levemente carbonosos e areias finas micáceas, formando uma superfície de máxima inundação na bacia com grande continuidade espacial. Em perfil pode ser identificada pelo aumento abrupto de raios gama e densidade, com a diminuição significativa da porosidade. Esta superfície aqui denominada superfície intermediária, segmenta o reservatório em dois intervalos (Figura 11).

O intervalo superior possui melhores características reservatório, com menores teores de argilosidade e maior porosidade efetiva (Figura 13). Um resumo das características de cada intervalo é sumarizado na Tabela 2. Os teores de PHIE e  $V_{sh}$  individualizados por eletrofácies se encontram discriminados na Tabela 3 e Tabela 4, respectivamente.

O topo do intervalo superior é marcado pela transição entre os arenitos Carapebus e os siltitos e folhelhos selantes do Membro Tamoios, pertencentes à Formação Ubatuba. Esta transição é caracterizada pela diminuição da porosidade, aumento da densidade e dos valores de raios gama, superiores a 155° API (Figura 11).

A individualização dos intervalos com potencial reservatório em perfil é caracterizada pelo aumento da resistividade (RD) e ocorrência de baixos valores de densidade, entre 2,10 e 2,35 g/cm<sup>3</sup> (Figura 11). De acordo com as descrições de testemunhos, estes intervalos são formados por fluxos de deposição de sedimentos com espessuras entre 0,5 e 5 metros, depositados na forma de arenitos maciços e friáveis com granulometria fina a grossa, podendo conter níveis conglomeráticos na base e padrão de afinamento em direção ao topo.

Tabela 2: espessura, porosidade efetiva e argilosidade característicos dos intervalos do reservatório e da superfície intermediária.

	Espessura (metros)	Porosidade Efetiva (%)	Vsh (%)
Intervalo Superior	12 - 40	7 - 39	0 - 28
Superfície Intermediária	0,5 - 5	0 - 28	30 - 86
Intervalo Inferior	8 - 60	5 - 33	0 - 29

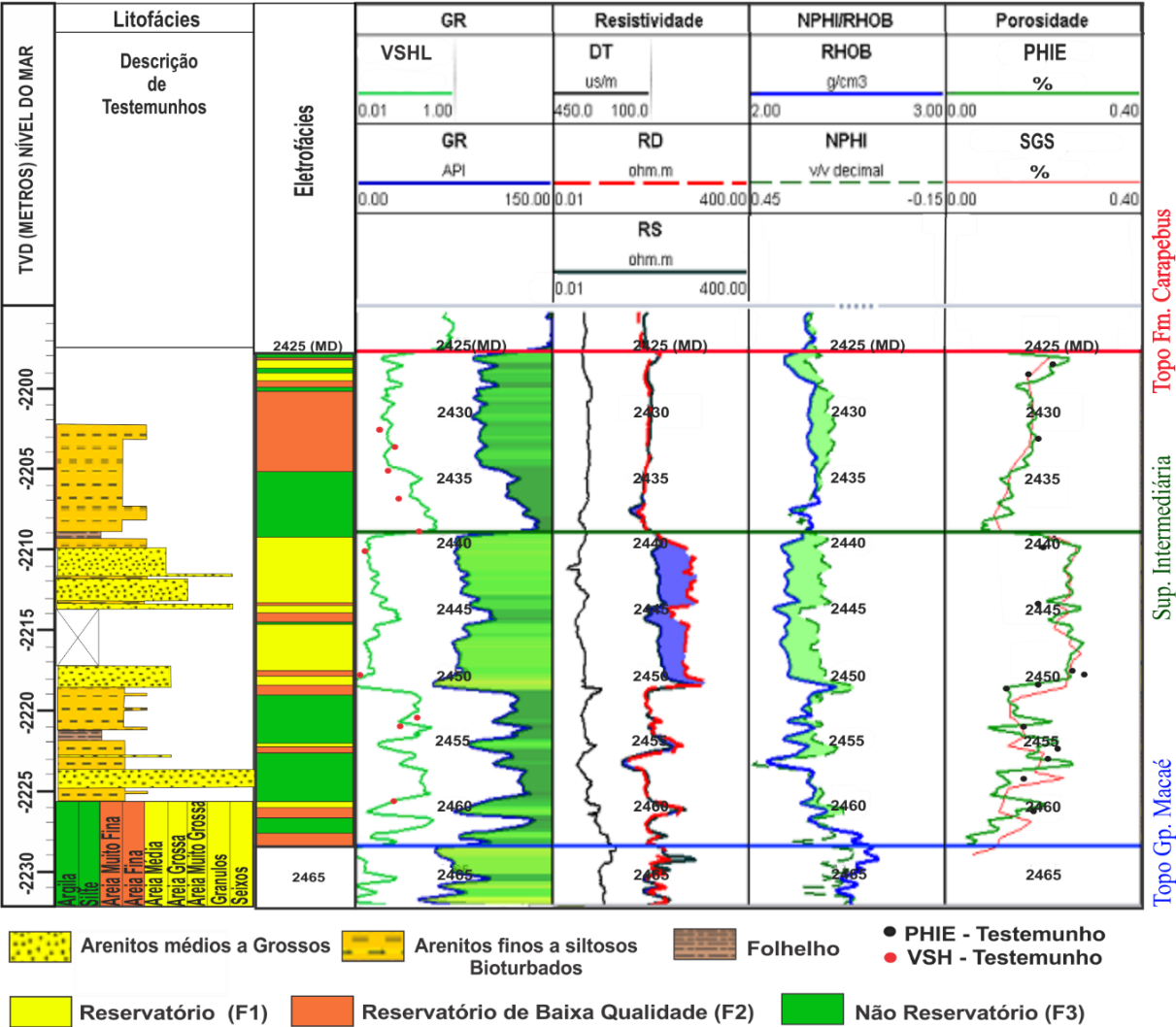


Figura 11: Perfil poço 03 contendo as assinaturas geofísicas características para a Formação Carapebus no intervalo de estudo e a relação entre as litofácies e as eletrofácies estabelecidas por meio da função lógica.

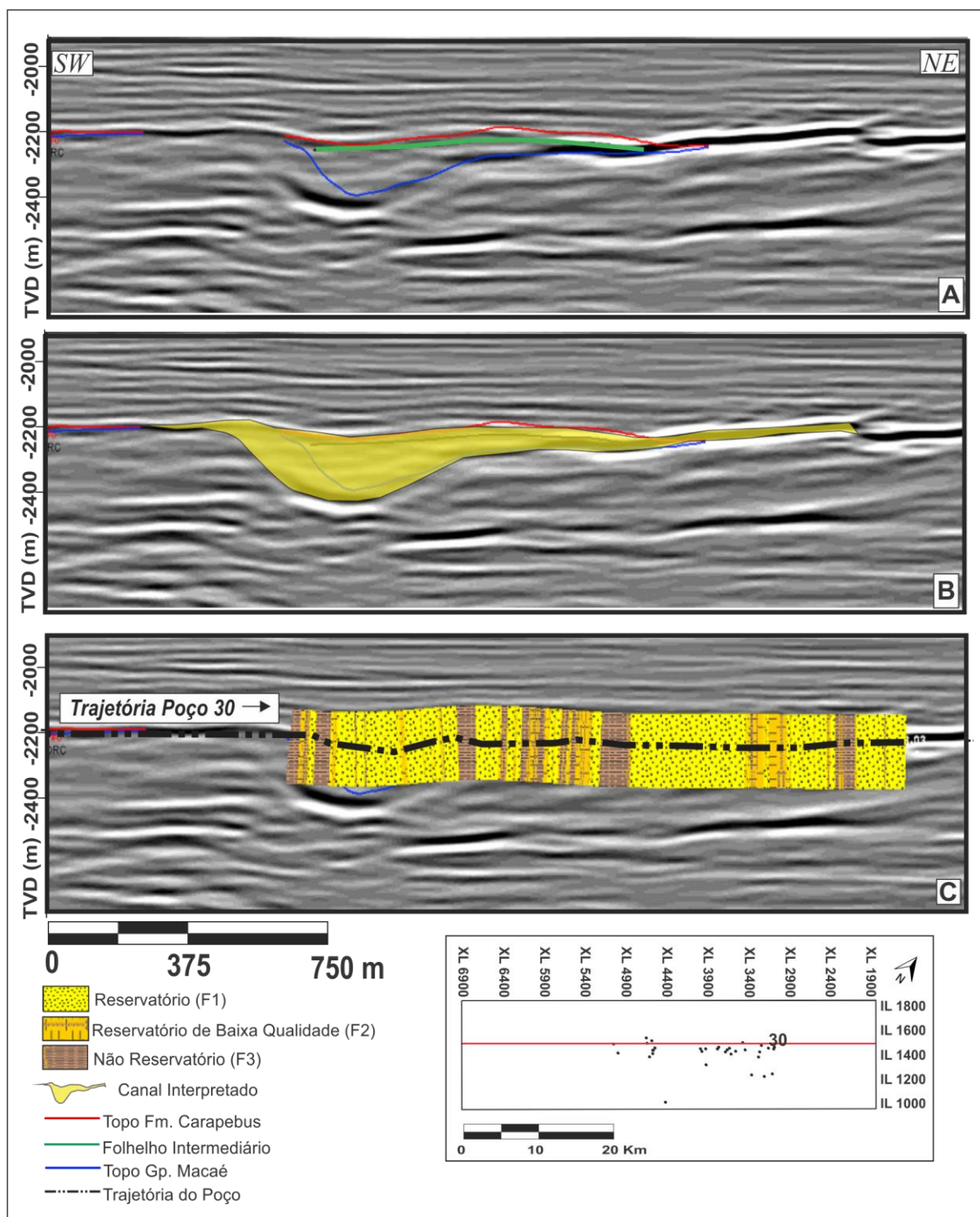


Figura 12: seção exemplificando o ajuste entre as eletrofácies presentes em um poço do conjunto de dados (poço 30) e uma feição de canal proximal cortada ao longo de sua trajetória. A- disposição dos horizontes delimitadores do reservatório interpretados em sísmica, B- canal proximal interpretado e C- comparação entre as eletrofácies obtidas no poço 30, à partir da função lógica, e a feição de canal identificada com depósitos de *levee* associados.

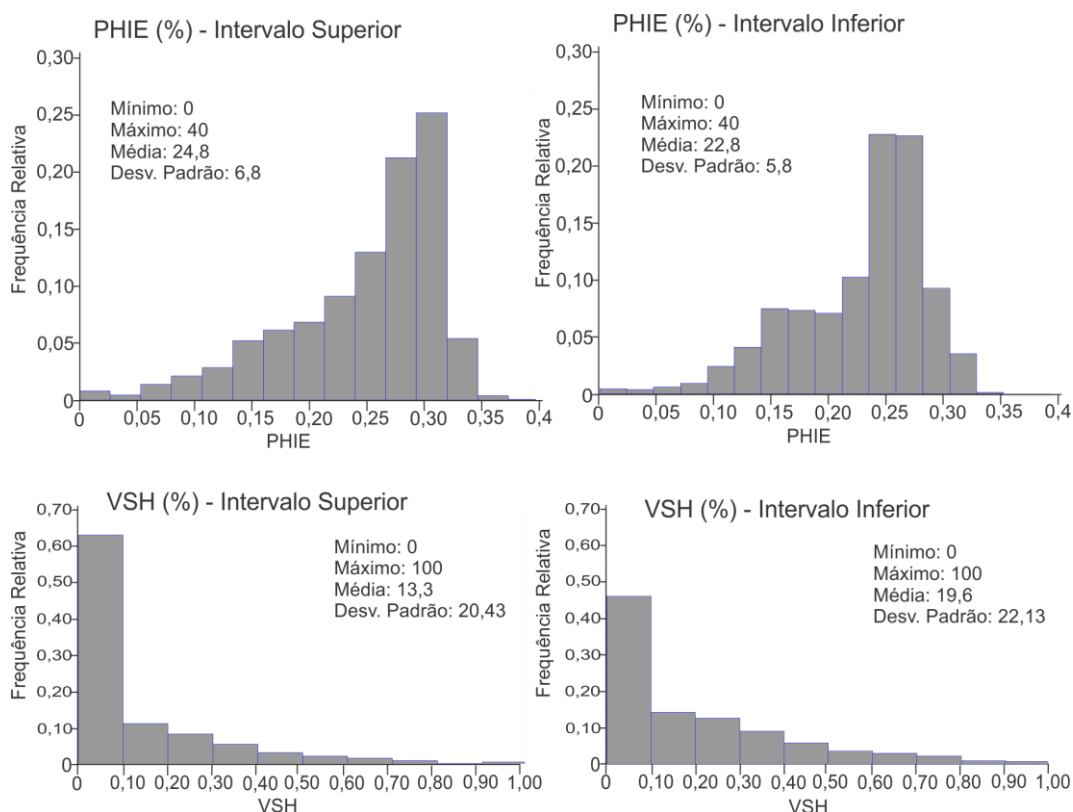


Figura 13: Histograma de porosidade efetiva (PHIE) e volume de argila (Vsh) para os intervalos superior e inferior do campo.

Tabela 3 - Porosidade Efetiva (%) obtida à partir da regularização dos poços e individualizada por fácies e intervalos.

Eletofácies	Intervalo Superior				Eletofácies	Intervalo Inferior			
	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão		Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão
F1	20,69	39,21	28,46	2,86	F1	20,56	33,77	27,72	2,86
F2	7,12	34,36	22,37	5,62	F2	5,16	30,26	19,38	5,63
F3	0	27,43	16,25	5,81	F3	0	28,95	13,85	6,34

Tabela 4 – Argilosidade (%) (Vsh) obtida à partir da regularização dos poços e individualizada por fácies e intervalos.

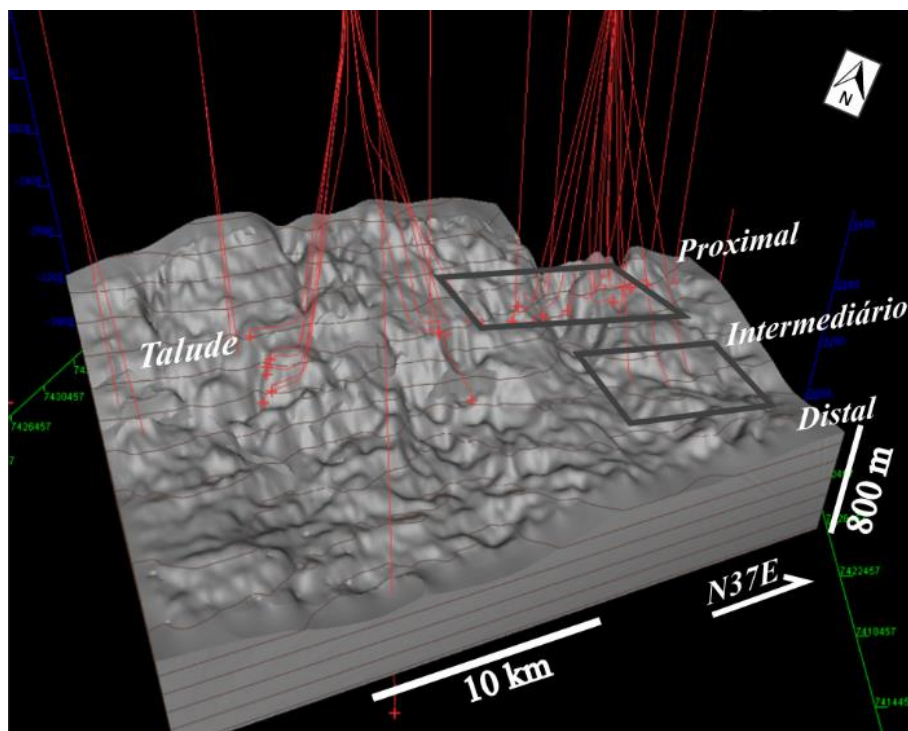
Eletofácies	Intervalo Superior				Eletofácies	Intervalo Inferior			
	Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão		Mínimo	Máximo	Média	Desvio Padrão
F1	0	15,18	2,42	4,48	F1	0	17,88	3,25	5,09
F2	0	28,8	19,85	9,01	F2	0	29,26	18,07	9,58
F3	31,48	85,5	49,45	13,28	F3	30,41	86,44	51,55	13,45



## Feições Depositionais

A análise da sísmica, foi realizada por meio de visualizações em mapa e em perfil dos dados em profundidade, auxiliados com o uso de atributos sísmicos. Buscou-se identificar os principais elementos deposicionais característicos de depósitos marinhos profundos, tais como depósitos de extravasamento de canais (*levee*), complexos de canais distributários, canais confinados, canais meandantes, depósitos de fluxos detríticos, assim como suas feições geomorfológicas correspondentes (canais e lobos) (Posamentier e Kolla, 2003). Esta análise possibilitou compreender a morfologia e distribuição dos corpos reservatório presentes na área, suas dimensões e direções de maior continuidade deposicional.

A análise das feições geomorfológicas foi iniciada com o estudo do embasamento, representado pelo topo do Grupo Macaé. Na sísmica, é representado por um refletor positivo com elevada amplitude, em virtude da diferença de impedância acústica com os sedimentos da Formação Carapebus. Seu topo apresenta uma geomorfologia irregular, fruto da exposição sub-aérea com duração entre 10 e 15 milhões de anos (Guardado *et. al.*, 1989). Como resultado, nota-se o desenvolvimento de canais erosivos e cânions bem desenvolvidos que condicionam a direção da fase inicial de deposição dos fluxos siliciclásticos da Formação Carapebus (Figura 14 e Figura 15).



O topo da Formação Carapebus é marcado por um refletor negativo de baixa a média amplitude em virtude das variações locais dos constituintes litológicos entre seus sedimentos e os folhelhos da Formação Ubatuba. A superfície intermediária apresenta difícil identificação em sísmica em virtude de sua pequena espessura (menor de 5 m), ficando abaixo da resolução sísmica e necessitando do auxílio de marcadores de poços para sua melhor identificação. No geral, é representada por um refletor negativo com baixa amplitude (Figura 16D).

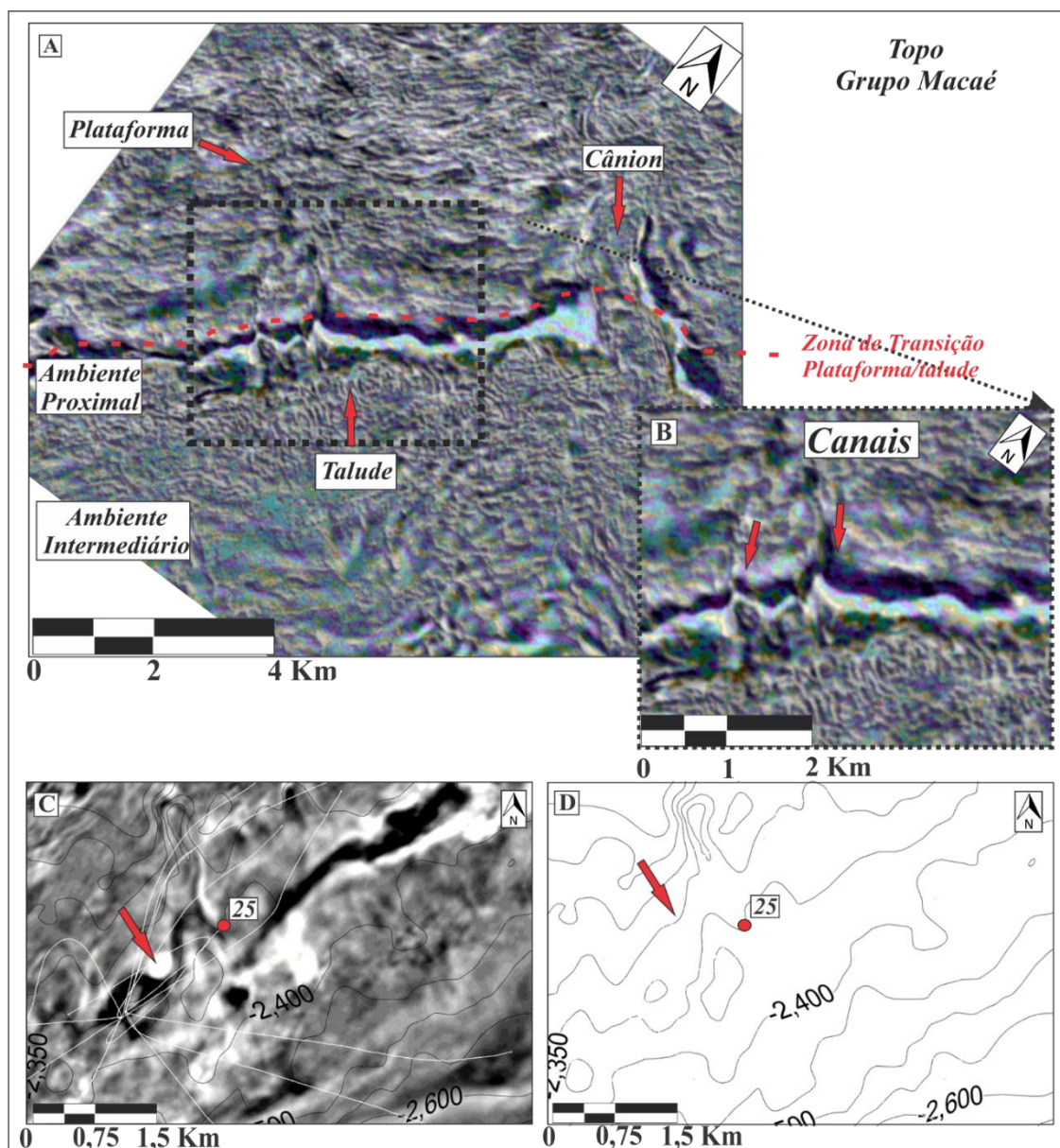


Figura 15: A- seção sísmica horizontal mostrando o topo do Grupo Macaé, nota-se o desenvolvimento de diversos canais incisos e um cânion, gerados pelo processo de erosão subaérea, assim como a nítida transição entre a zona de plataforma continental e talude; B- destaque para os canais presentes no topo do Gp. Macaé que atuam como calhas deposicionais para o transporte de sedimentos provenientes da zona de plataforma em direção ao talude; C-depressão presente no topo do Gp. Macaé atuando como zona de transição entre os depósitos canalizados da porção proximal e o desenvolvimento de lobos na porção intermediária. Em vermelho, a localização do poço de validação 25; D- detalhe do relevo da Figura 15 C.



Os atributos relacionados a amplitude (*Maximum Negative Amplitude* e *Amplitude RMS*), não se mostraram efetivos na identificação de feições de acumulações de hidrocarbonetos entre os corpos arenosos, geralmente marcados por locais com amplitudes destacadas (*bright spots*). As contribuições mais significativas para o uso destes atributos, ocorreram na identificação do contato entre os carbonatos e os depósitos siliciclásticos devido a maior diferença de impedância acústica, possibilitando visualizar com bastante clareza a região de transição entre a plataforma e a zona de talude (Figura 15 A e Figura 15 B). Apenas em locais onde os corpos arenosos se depositaram diretamente sobre os carbonatos sua morfologia foi ressaltada (Figura 16 C).

O uso do atributo *Relative Amplitude Change* combinado nas direções X e Y, por sua vez, se mostrou bastante eficaz na identificação de corpos com direções bem definidas e contrastantes com demais litologias, sendo muito útil na identificação de canais (Figura 16B). Com o auxílio deste atributo, foi identificada a direção NW-SE como a preferencial para a deposição dos canais e corpos arenosos. Esta direção se encontra perpendicular ao *strike* deposicional onde ocorre o limite plataforma continental-talude, orientado segundo direção aproximadamente N37E (Figura 14, Figura 15A e Figura 15B).

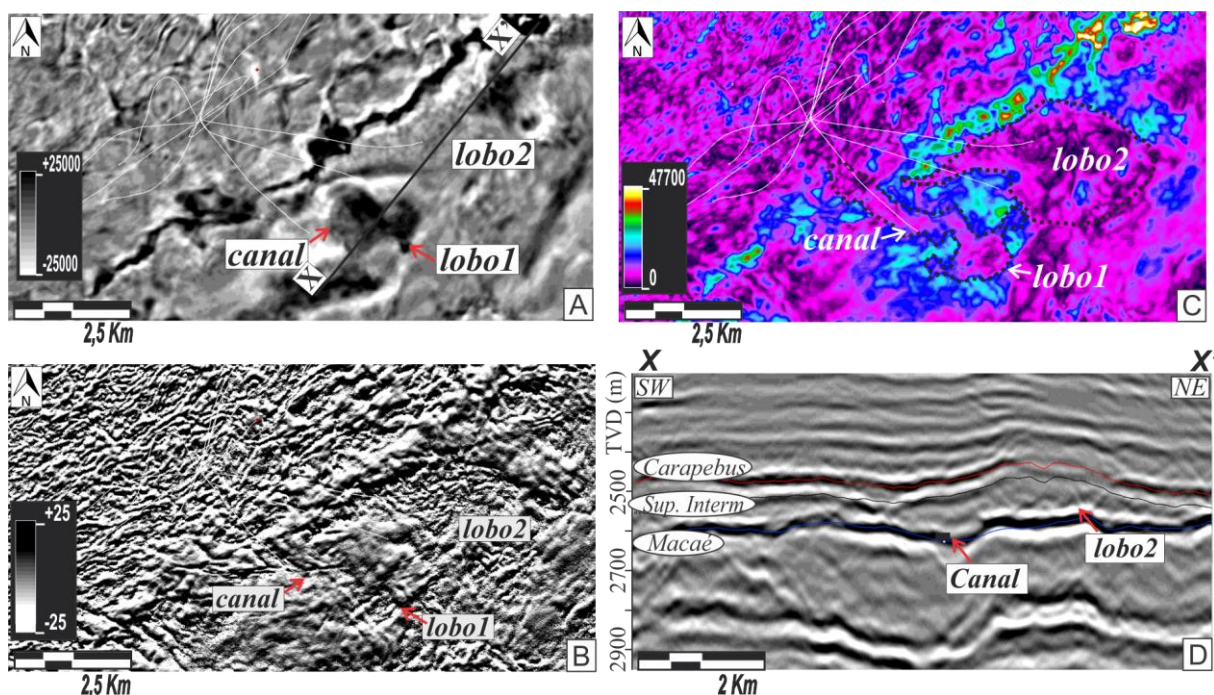


Figura 16: A-seção horizontal da zona intermediária, atributo *Amplitude RMS*, nota-se uma difícil visualização das feições deposicionais de lobo e canal (setas vermelhas), porém favorecendo a visualização de canais meandранtes (canto superior esquerdo); B-aplicação de atributo *Relative Amplitude Change*, possibilitando a identificação de canais e lobos (relevo negativo); C- atributo de Máxima Amplitude Negativa, alto contraste entre os depósitos arenosos e o embasamento carbonático; D-seção vertical XX' do lobo deposicional (setas vermelhas).



O padrão de deposição dos sedimentos varia em função do intervalo estratigráfico e de seu posicionamento ao longo do campo.

No intervalo estratigráfico inferior os sedimentos de origem plataformar foram depositados preferencialmente em canais e cânions isolados, escavados no topo dos carbonatos do Grupo Macaé e em depósitos de fluxos de gravidade provenientes de acumulações na porção superior do talude (Figura 15B e Figura 18). No intervalo estratigráfico superior, há o predomínio de deposição em calhas mais amplas de menor profundidade, com a ocorrência de amalgamação lateral dos canais, principalmente nas porções próximas ao talude, gerando depósitos com grande continuidade lateral (Figura 18A e Figura 18B ).

Em relação a localização dos depósitos ao longo do campo, na região proximal há o predomínio de canais isolados com larguras entre 700 a 1300 m e profundidades geralmente acima de 40 m (Figura 15B e Figura 18). Na região intermediária, verifica-se uma diminuição do gradiente do embasamento e das profundidades dos canais. Nota-se o desenvolvimento de depósitos extravasamento (*levee*) e uma tendência ao desconfinamento dos fluxos, marcados pela ocorrência de zonas de transição entre canais principais e distributários, gerando depósitos com feições lobulares que se estendem até 8 km lateralmente (Figura 15C, Figura 15D e Figura 19). A região intermediária do campo é marcada pela ação de canais Eocênicos de grande porte, os quais erodem em parte a porção superior do reservatório, levando a seu adelgaçamento (Figura 17 e Figura 25B).

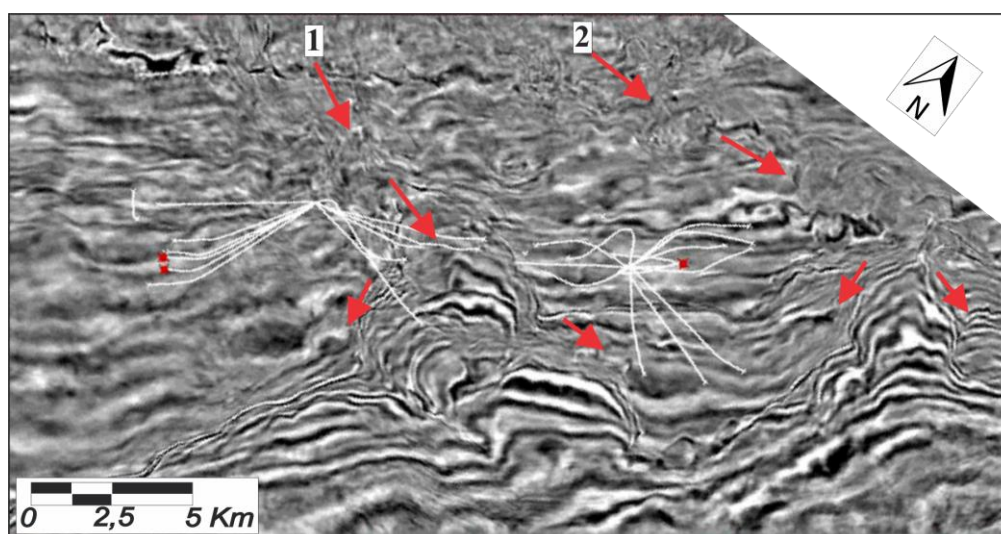


Figura 17: Canais Eocênicos da Formação Carapebus (setas vermelhas) desempenham ação erosiva sobre o topo do reservatório Cretáceo. Em 1, canal localizado na região central do Campo de Peregrino. As trajetórias dos poços perfurados são representadas pelas linhas brancas.

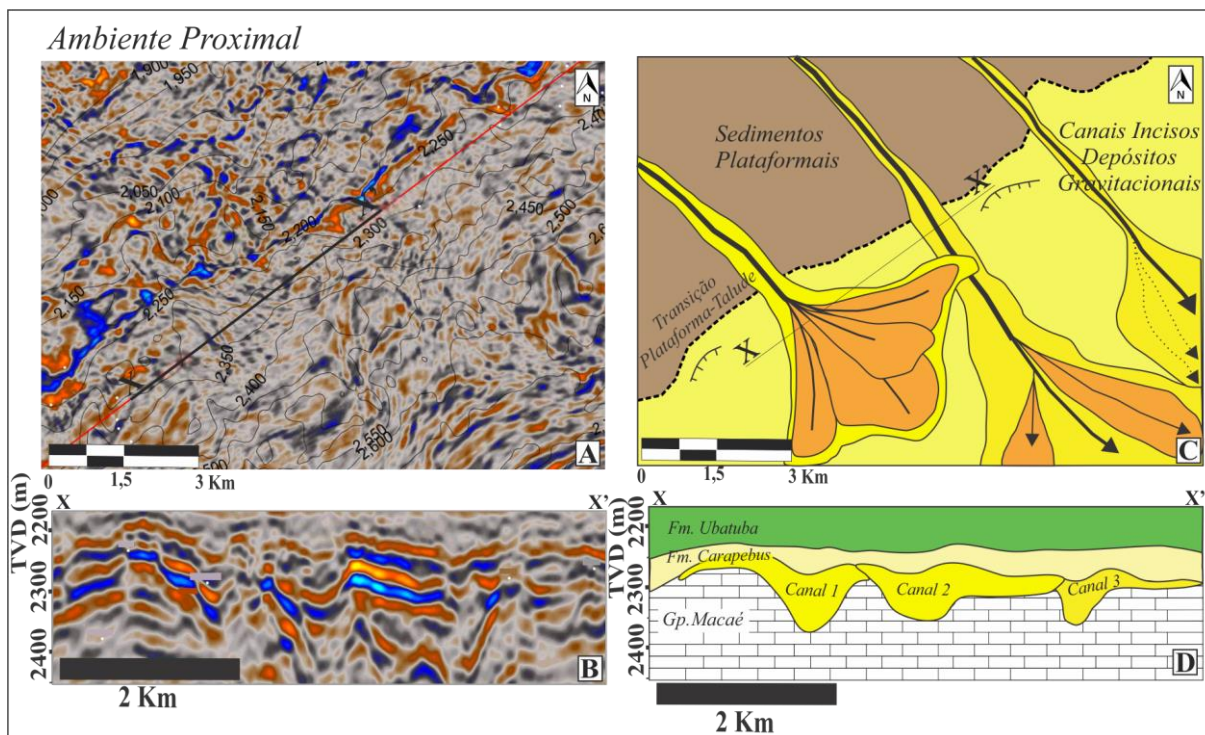


Figura 18: Região proximal do campo, marcada pela deposição de fluxos arenosos em canais preexistentes no embasamento, preferencialmente perpendiculares ao *strike* deposicional (N37E). A-visão em seção horizontal da área; B-visualização dos canais em perfil; C e D, respectivas interpretações dos refletores sísmicos em mapa e perfil.

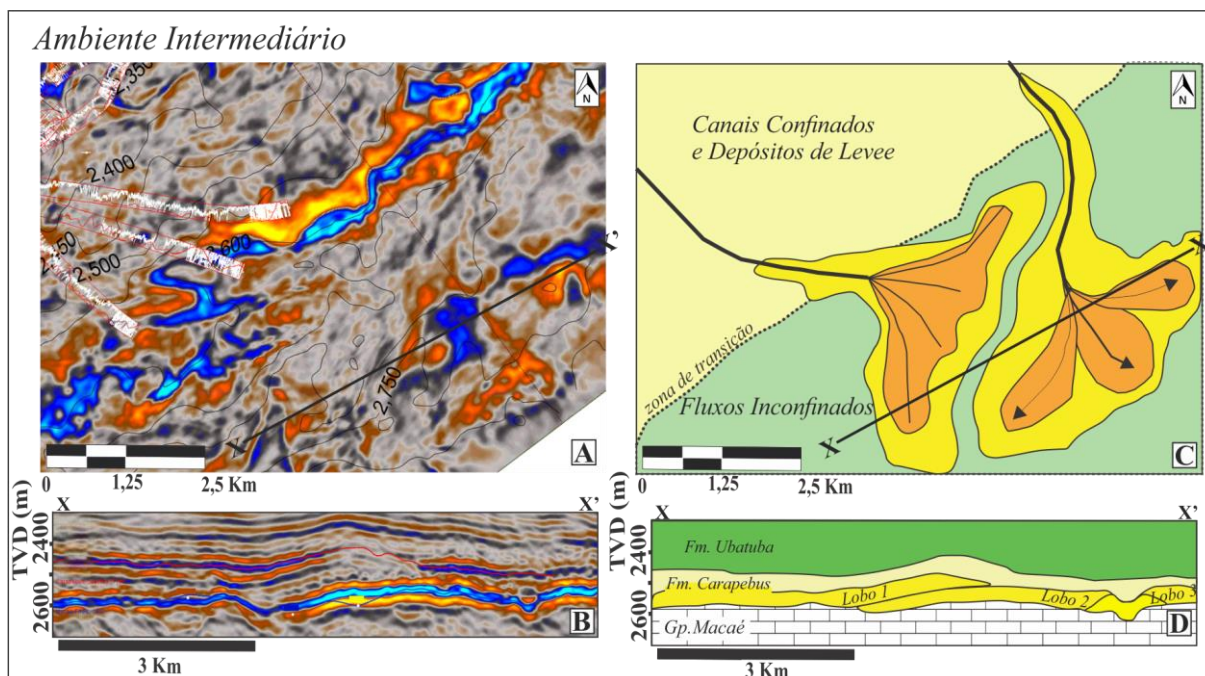


Figura 19: Região intermediária do campo, em destaque, a ocorrência da zona de transferência, marcando a transição de fluxos canalizados com a ocorrência de depósitos de *levee* associados, para fluxos inconfinados, formando feições lobulares (*sand sheet*) sentido a porção distal do Campo (Posamentier e Kolla, 2003). Nota-se a ocorrência de refletores claros ou transparentes em meio a estes depósitos, caracterizando a intercalação dos fluxos arenosos com sedimentos finos, depositados em direção das porções mais profundas da bacia. A-visão em mapa da área; B-visão em perfil da transição entre canal e lobo; C e D, respectivas interpretações dos refletores sísmicos em mapa e perfil.

### Curvas de Proporções Verticais

Para facilitar a visualização, a matriz de proporções vertical (MPV) foi agrupada em uma curva de proporções verticais global para o campo, sendo mostrada na Figura 20. Por meio de sua análise foi possível observar as variações das taxas de deposição de cada eletrofácies ao longo do tempo, fazendo-se um paralelo com os processos deposicionais de preenchimento da bacia.

No intervalo inferior (Figura 20B) é possível observar a ocorrência de ao menos dois eventos deposicionais bem pronunciados, um próximo a base do reservatório (nível 62) e o segundo representando um aumento progressivo no aporte sedimentar em direção aos níveis superiores, chegando o nível 35 a apresentar 71% de eletrofácies reservatório. O intervalo superior (Figura 20A) é marcado nos dois níveis basais, pela deposição de 100% de eletrofácies não reservatório, representando o período de transição de um ambiente batial médio para um ambiente batial inferior a abissal (máxima transgressão na bacia). Posteriormente, em direção ao topo, ocorrem dois ciclos de deposição de arenitos reservatório bem pronunciados, o primeiro, entre os níveis 22 a 15, e o segundo, marcado por um aumento sucessivo a partir do nível 11 (Figura 20A).

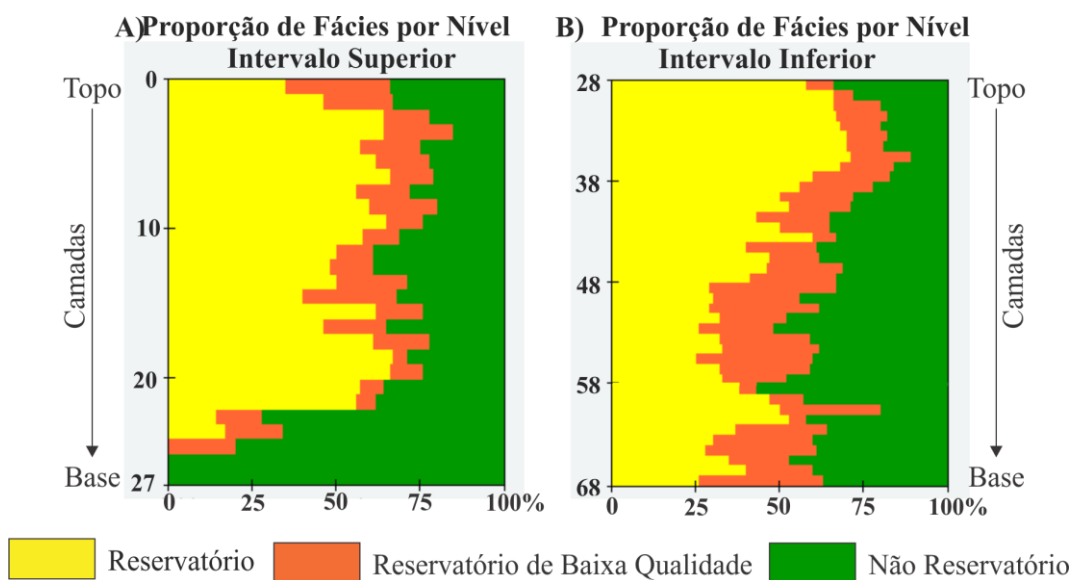


Figura 20 - Curva de Proporção Vertical Global calculada para o campo. A – Curva de proporção vertical referente ao intervalo superior, B – Curva de proporção vertical referente ao intervalo inferior.



## Modelagem Variográfica – Eletrofácies

A Figura 21 corresponde aos semi-variogramas indicadores calculados para as eletrofácies reservatório (F1) e reservatório de baixa qualidade (F2), os quais foram posteriormente utilizados como parâmetros de entrada para as respectivas distribuições gaussianas  $Z_1(x)$  e  $Z_2(x)$ . Os parâmetros utilizados para seus ajustes encontram-se sumarizados na Tabela 5.

Por meio da análise dos semi-variogramas indicadores, nota-se um comportamento espacial distinto entre as direções de maior continuidade apresentadas nos intervalos inferior e superior do campo (Figura 21). O intervalo inferior, apresenta maiores continuidades para ambas as eletrofácies (F1 e F2) no sentido do mergulho do campo. Esta direção (N40W), encontra-se perpendicular à linha de transição plataforma-talude (N37E). Já o intervalo superior, apresenta um padrão de maior continuidade espacial segundo uma direção aproximadamente N50E, sendo, portanto, paralela à zona de transição plataforma-talude.

A análise dos semi-variogramas verticais, mostrou boa continuidade para os corpos reservatórios, com um alcance de aproximadamente 18 metros para o intervalo superior e 26 metros para o intervalo inferior. Os reservatórios de baixa qualidade apresentaram menores continuidades verticais, com amplitudes de 8 metros para o intervalo superior e 6 m para o inferior (Figura 21).

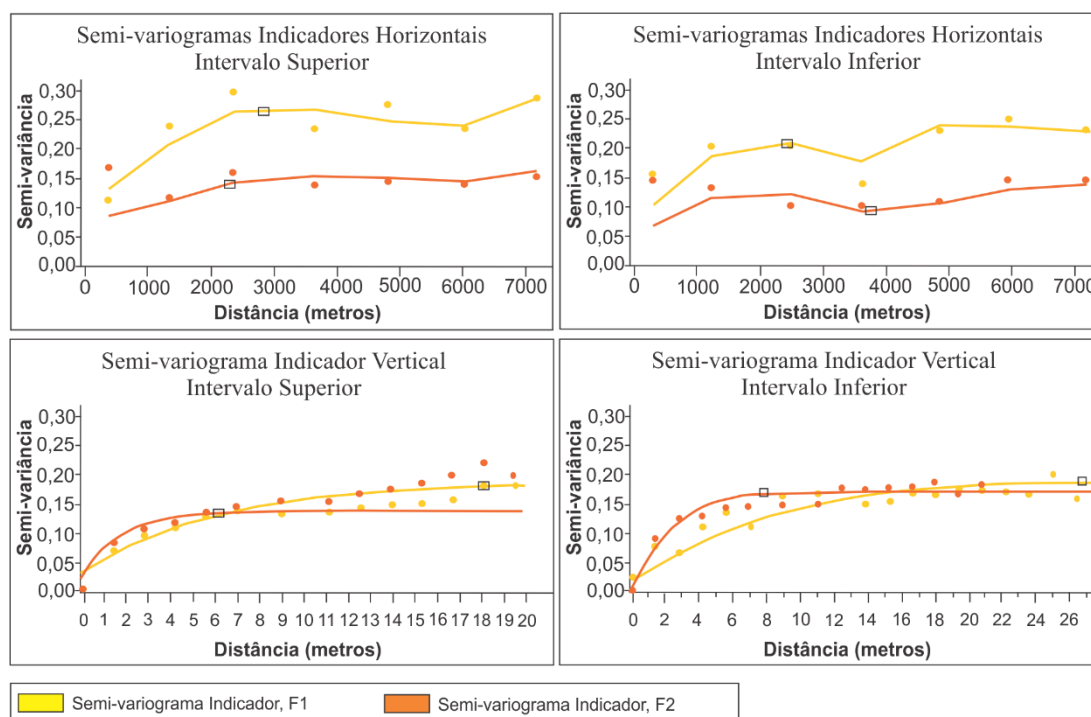


Figura 21: Semi-variogramas indicadores de eletrofácies ( $Y_1(F1)$  e  $Y_2(F2)$ ), calculados para a distribuição de dados regularizados das fácies Reservatório (F1) e Reservatório de Baixa Qualidade (F2), respectivamente.

Tabela 5: Parâmetros de ajuste dos modelos teóricos aos semi-variogramas indicadores plurigaussianos ( $Z_1(Y_1)$  e  $Z_2(Y_2, Y_3)$ ).

Intervalo	Função Gaussiana	Modelo	Direção	Alcance Direção Principal (metros)	Alcance Direção Perpendicular (metros)	Vertical (metros)
Superior	$Z_1$	Exponencial	N49E	2750	2000	18
	$Z_2$	Exponencial	N55E	2200	1700	8
Inferior	$Z_1$	Exponencial	N40W	2480	2000	26,6
	$Z_2$	Exponencial	N35W	3800	1300	6

### Simulação Plurigaussiana

Os resultados dos 100 cenários de simulações de eletrofácies foram ranqueados segundo o percentual de acertos da eletrofácies reservatório (F1) (Figura 22). Os percentuais de acertos para a F1 ao longo das simulações se encontraram entre 43,5% e 91,7% (Tabela 6).

O modelo escolhido como caso base para a realização das simulações de porosidade efetiva (PHIE) foi o cenário P10 referente a realização #78, sendo considerado o caso mais otimista com 83,4% de dados corretamente preditos nos poços de validação.

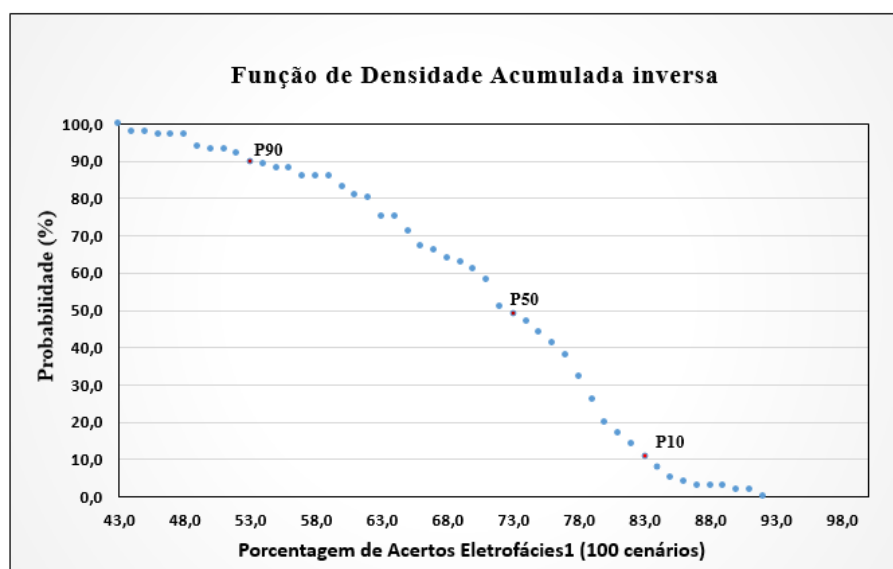


Figura 22: Função de densidade acumulada inversa, representando o índice de acertos referentes a eletrofácies reservatório (F1) obtida nas 100 realizações de simulação plurigaussiana e usada para a escolha do caso base.

Tabela 6: Porcentagem de acertos da eletrofácies Reservatório nos Poços de Validação (100 Realizações)

Mínimo	Média	Máximo	Cenário P10	Cenário P50	Cenário P90	Desvio Padrão
43,5%	70,9%	91,7%	83,4%	72,0%	53,9%	11,2

De um modo geral, os resultados da simulação de eletrofácies mostraram manter o padrão da distribuição dos dados condicionantes provenientes da curva de fácies regularizada. Pela análise dos histogramas comparativos entre as distribuições regularizadas e simuladas, nota-se uma diminuição da proporção das eletrofácies reservatório (F1) e um aumento da eletrofácies não reservatório (F3) ao longo da malha de simulação. Maiores variações de proporções ocorrem no intervalo inferior, onde observa-se uma diminuição de aproximadamente 10% na proporção da F1, com aumento da frequência de ocorrência da F3 (Figura 23). Tanto no intervalo inferior, quanto no superior, a variação da eletrofácies reservatório de baixa qualidade (F2) ficou abaixo de 3%.

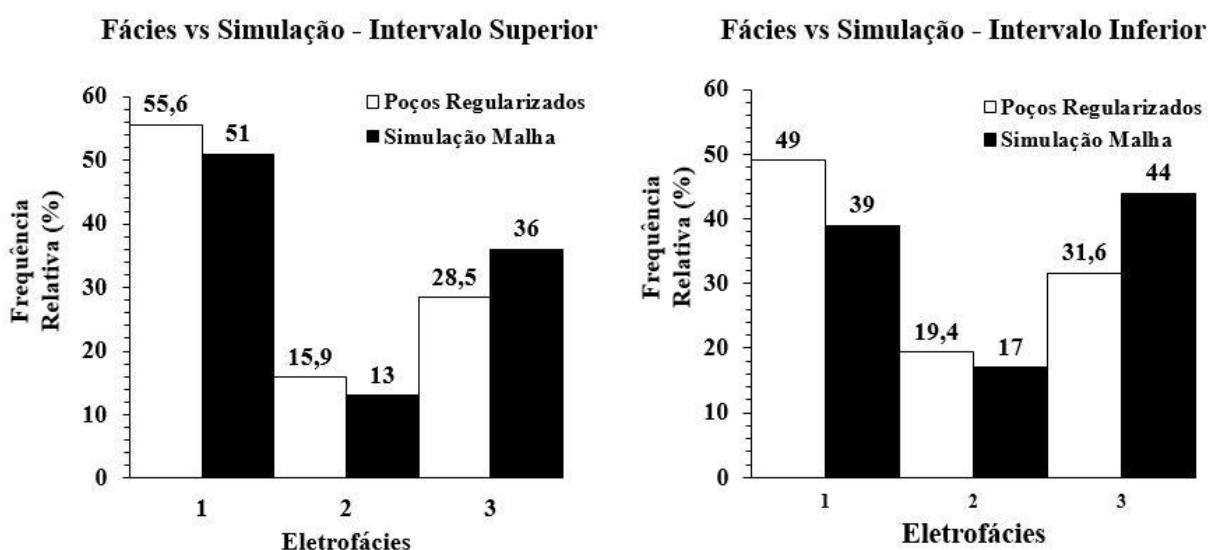


Figura 23: Histograma comparativo entre as proporções de fácies regularizadas e os resultados da simulação plurigaussiana na malha.

A distribuição das eletrofácies ao longo do intervalo inferior (Figura 24 B), mostra o predomínio da deposição de corpos reservatório em uma faixa de aproximadamente 5 Km a partir da região de transição plataforma-talude. Estes depósitos evoluem bacia a dentro na forma de duas grandes zonas reservatório, depositadas em meio a folhelhos de ambiente marinho profundo. A eletrofácies F2, ocorre na forma de pequenos corpos na região central do campo, havendo seu predomínio na porção NE.

O intervalo superior apresenta uma alteração no padrão de sedimentação, com a ocorrência de corpos reservatórios dispersos lateralmente (amalgamados) e um padrão de deposição progradante em direção ao topo da sequência (Figura 24A). A eletrofácies F2, ocorre principalmente nas laterais e porções frontais às zonas reservatório principais. A eletrofácies F3, ocorre principalmente intercalada aos depósitos das eletrofácies F1 e F2 (Figura 24A), atingindo maiores proporções na região distal.

A análise das seções apresentadas na Figura 25, possibilita uma visualização detalhada da disposição das eletrofácies simuladas ao longo do campo.

A região proximal é marcada pelo predomínio da eletrofácies F1, apresentando grandes continuidades laterais e verticais (Figura 25A). Os depósitos ocorrem na base na forma de canais e evoluem para corpos amalgamados em direção ao topo da sequência (Figura 24 B).

Na região intermediária (Figura 25B) é possível identificar uma maior porcentagem de eletrofácies F1 no intervalo superior, assim como um aumento na porcentagem de F2 em direção ao topo da sequência.

O intervalo inferior da região intermediária (Figura 25B), apresenta uma diminuição na ocorrência de canais incisos na base do reservatório. Estas estruturas ocorrem principalmente na porção SW e central do campo e atuam como zonas preferenciais de deposição de eletrofácies reservatório no intervalo inferior. A eletrofácies F3 possui um aumento significativo na base e na porção NE do campo, sendo nítido também sua ocorrência na forma de uma extensa camada delgada que separa os intervalos inferior e superior do reservatório (superfície intermediária).

Na região distal (Figura 25C) há o predomínio de deposição da eletrofácies não reservatório. A eletrofácies F2 ocorre no topo da sequência, sendo correspondente aos sedimentos arenosos finos de lobos distais. Neste ambiente, os corpos reservatórios ocorrem em menores proporções, intercalados em meio aos folhelhos distais.

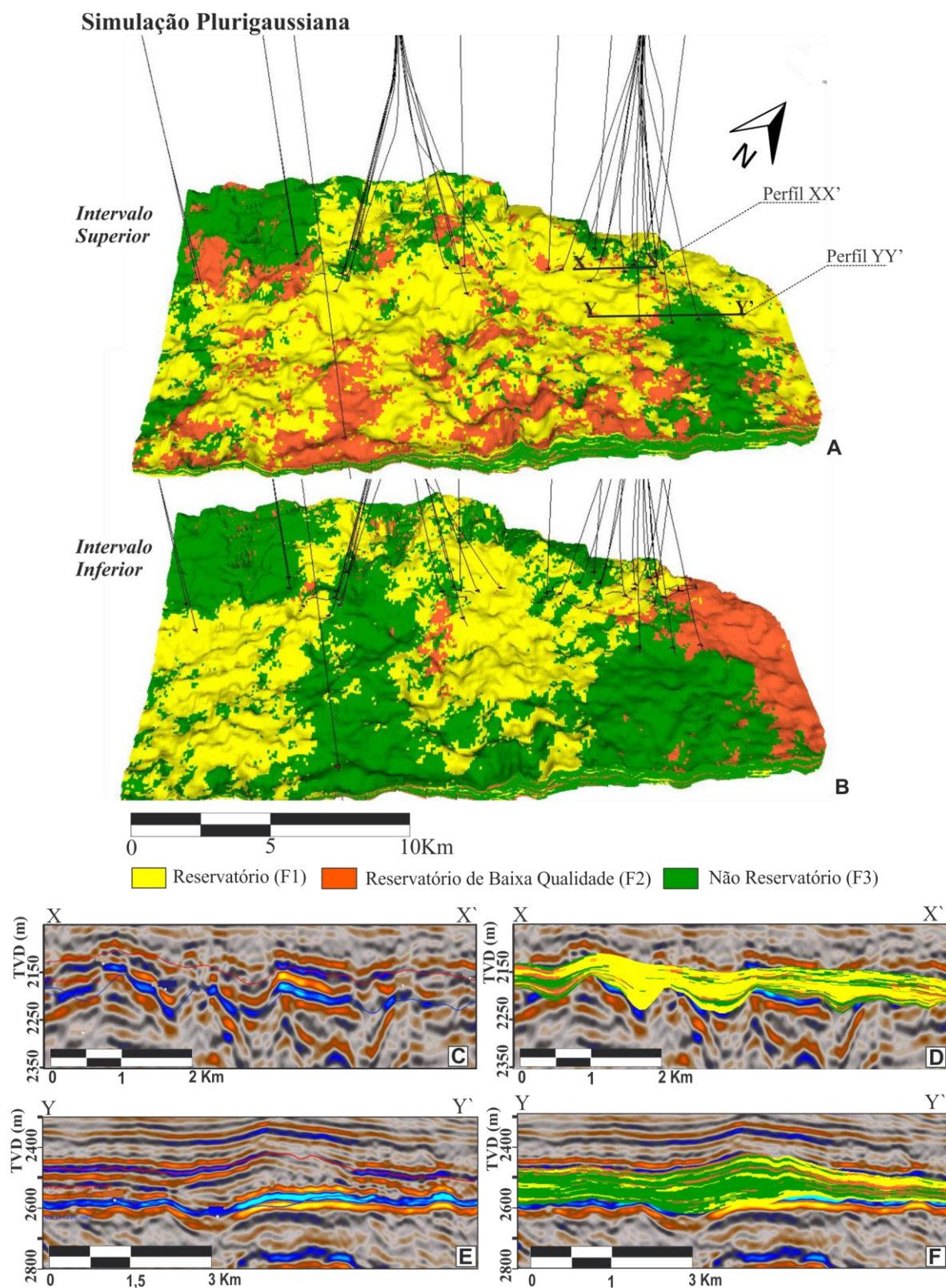


Figura 24: Modelo de Simulação de eletrofácies usado como caso base (exagero vertical 7X). A- Intervalo Superior; B- Intervalo inferior; C- Perfil XX' localizado na região proximal ao talude com a presença de canais; D- Perfil XX' com resultado da simulação de eletrofácies, onde há o predomínio de depósitos acanalados com grande espessura, depositados em calhas com larguras predominantemente inferiores a 1 Km; E- Perfil YY' localizado na região intermediária do campo, mostrando a assinatura sísmica característica de fluxos não canalizados com baixa espessura e grande extensão lateral; F- Perfil YY' com os resultados da simulação de eletrofácies, nota-se a presença de corpos reservatório com espessuras menores que 50 m e extensões laterais superiores a 5 Km, evidenciando o desenvolvimento de lobos.



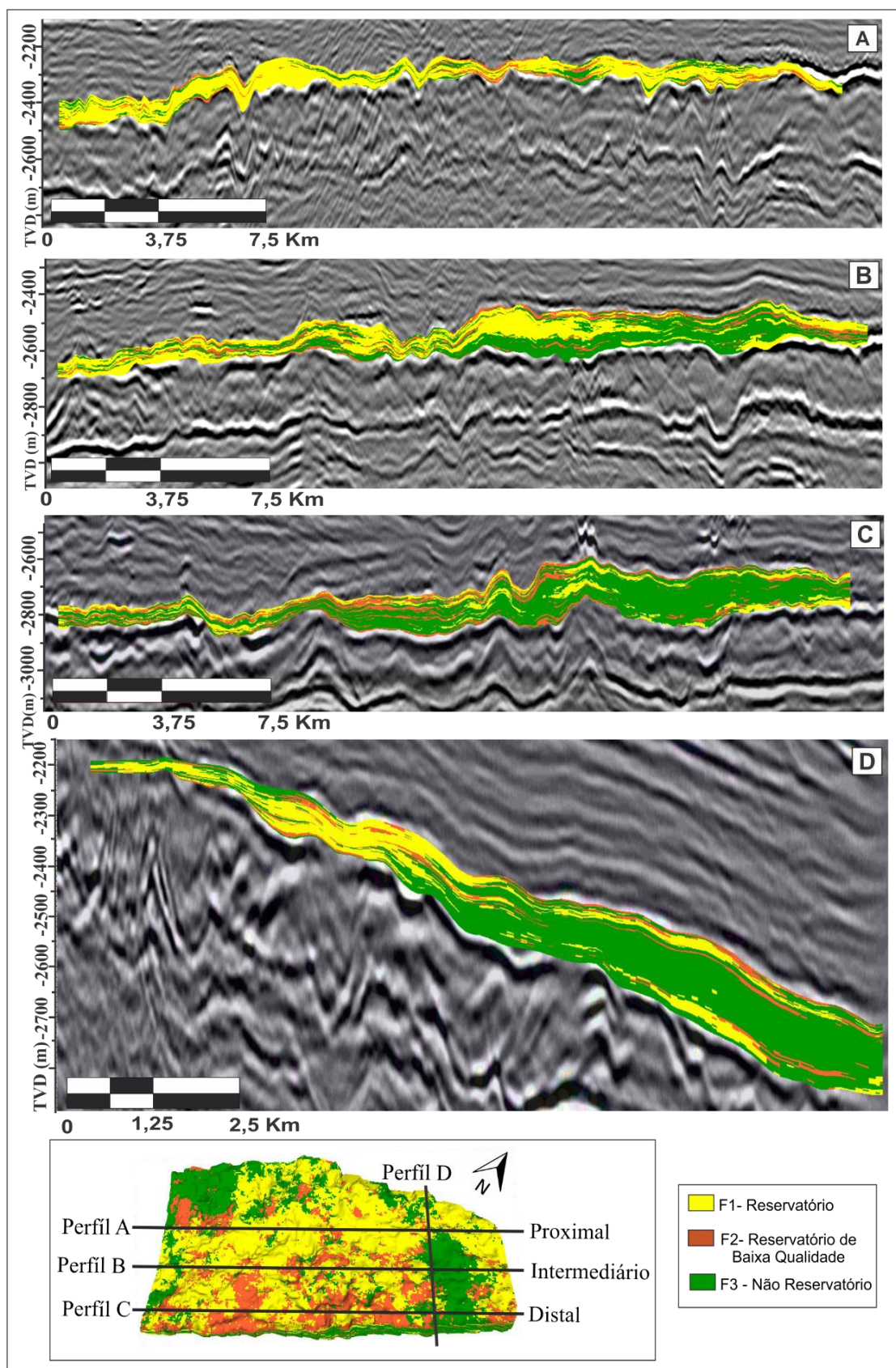


Figura 25: seções *inline* (A, B e C) e *crossline* (D), mostrando a distribuição das eletrofácies simuladas no caso base. A- Região proximal; B- Região intermediária; C- Região distal; D- Seção perpendicular à zona de transição plataforma-talude. Nota-se o predomínio de reservatórios na região proximal, evoluindo para corpos reservatórios isolados na região distal. Na parte central da região intermediária (perfil B) é possível identificar a

ação erosiva dos canais Eocênicos, tornando o intervalo superior do reservatório (Cretáceo Superior) menos espesso.

### Modelo Variográfica – Porosidade Efetiva

O cálculo dos semi-variogramas foram realizados condicionados ao modelo de eletrofácies gerado na etapa anterior. A Figura 26 corresponde aos semivariogramas horizontais e verticais dos dados de porosidade efetiva (PHIE) regularizados. Os parâmetros de ajuste encontram-se sumarizados na Tabela 7.

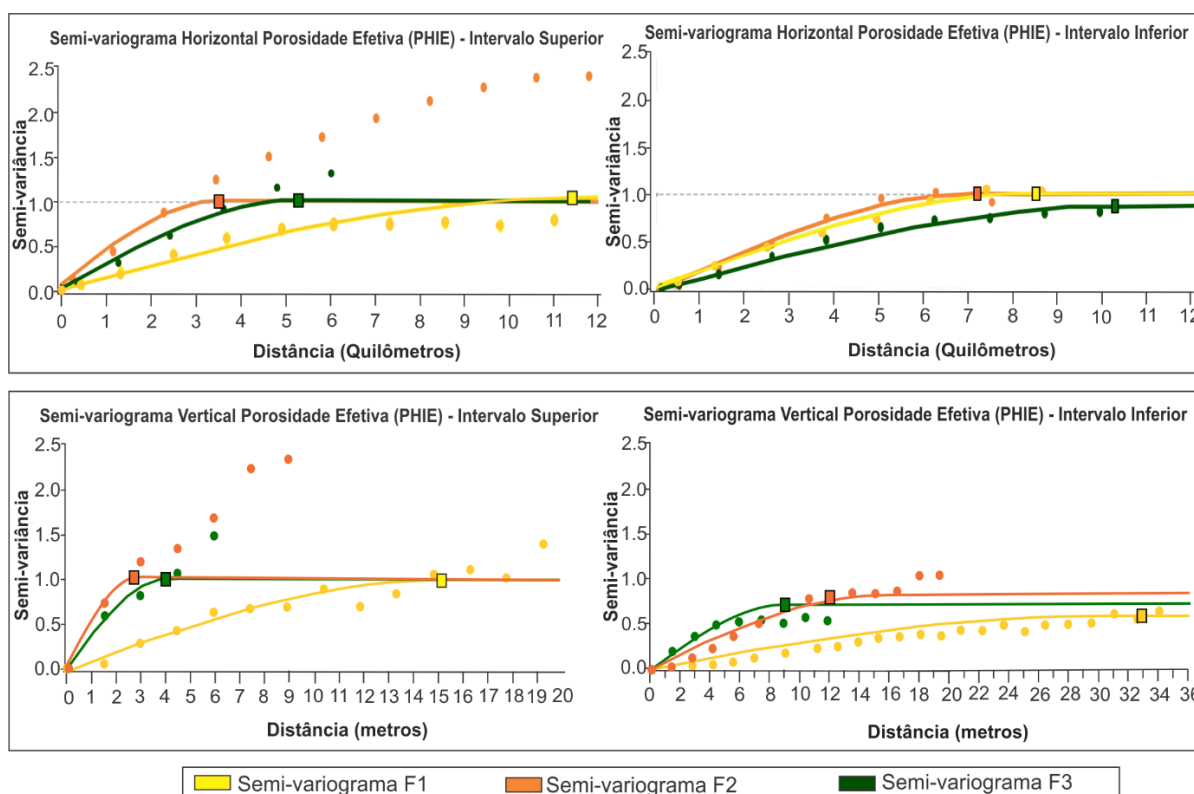


Figura 26: Semi-variogramas da distribuição regularizada de Porosidade Efetiva – PHIE

No intervalo inferior, as porosidades modeladas para as 3 eletrofácies apresentaram direções de maior continuidade paralelas a linha de transição da plataforma (*strike*), com direções variando entre N27E e N42E. A porosidade modelada para eletrofácies F3 apresentou a maior continuidade espacial, com 10km de amplitude, o que reflete uma ampla distribuição dos sedimentos finos ao longo do campo no estágio inicial de deposição dos sedimentos da Formação Carapebus.

Para o intervalo superior, as direções de maior continuidade para as porosidades ajustadas às eletrofácies variaram entre as direções N14E e N72E, aproximadamente. A porosidade referente à F1 obteve a maior continuidade segunda a direção paralela ao *strike*

deposicional apresentando aproximadamente 11km de amplitude, o que evidencia uma grande homogeneidade deposicional e petrofísica segundo esta direção.

Tabela 7: Parâmetros de ajuste dos modelos teóricos aos variogramas de Porosidade Efetiva

Intervalo	Eletrofácies	Modelo	Direção	Alcance Direção Principal (metros)	Alcance Direção Perpendicular (metros)	Vertical (metros)
Superior	F1	Esférico	N39E	11160	6120	15,2
	F2	Esférico	N14E	3672	3096	2,6
	F3	Esférico	N72E	5280	4092	4
Inferior	F1	Esférico	N35E	8424	5040	33
	F2	Esférico	N27E	6840	4752	12
	F3	Esférico	N42E	10000	4100	9

### Simulação Sequencial Gaussiana

Os resultados da simulação de porosidade efetiva (PHIE) mantiveram o padrão das distribuição dos dados provenientes dos poços regularizados (Figura 27). As variações em relação aos dados originais ocorrem na forma de um aumento sutil na proporção das porosidades inferiores a 5% (F3), com ligeira diminuição das porosidades acima de 25% (F1).

Os valores de porosidades obtidas na simulação, encontram-se discriminados por eletrofácies na Tabela 8.

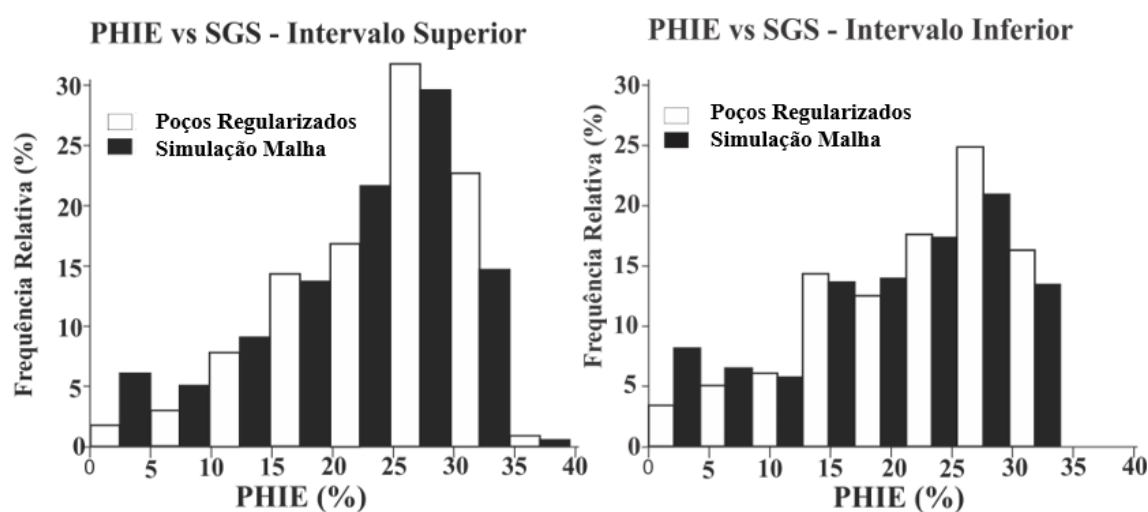


Figura 27: Histograma comparativo entre os valores de porosidade efetiva regularizada nos poços e os valores simulados ao longo de toda a malha.

Tabela 8 – Valores da Simulação de Porosidade Efetiva (PHIE) individualizados por eletrofácies.

Eletrofácies	Intervalo Superior				Eletrofácies	Intervalo Inferior			
	Mínimo (%)	Máximo (%)	Média (%)	Desvio Padrão		Mínimo 0 (%)	Máximo (%)	Média (%)	Desvio Padrão
F1	20,69	39,21	27,34	3,33	F1	20,56	33,77	27,41	3,55
F2	7,12	34,36	20,22	6,5	F2	5,16	30,26	19,31	6,33
F3	0	27,43	14,58	7,88	F3	0	28,95	13,93	8,56

A distribuição do modelo de porosidades na malha de simulação segue o padrão de ordenamento do modelo de eletrofácies. Para sua exemplificação, foram escolhidos 3 modelos ao acaso, apresentados na Figura 28.

No intervalo inferior (Figura 28), nota-se que os valores de porosidade acima de 20% são distribuídos ao longo de duas grandes áreas preferenciais, na região central do campo e a SW, correspondentes aos corpos reservatórios presentes no modelo de eletrofácies.

Os valores de porosidade acima de 30% no intervalo inferior, encontram-se distribuídos com maiores frequências nas regiões centrais dos reservatórios proximais e dos reservatórios a SW, o que indica uma possível correlação com os canais principais.

No intervalo superior, as porosidades acima de 20%, encontram-se amplamente distribuídas ao longo do campo, o que se assemelha a distribuição das eletrofácies reservatório neste intervalo. A ocorrência de valores de porosidade acima de 30% possuem uma tendência a ocorrerem nas regiões proximais, na porção NE do campo e em corpos reservatórios localizados nas regiões distais.

A análise da seção *inline* na Figura 29A, mostra um predomínio de porosidades acima de 20% na região proximal, o que corresponde a transição entre a plataforma e o talude e denota uma forte correlação com a distribuição das eletrofácies reservatório.

Na região intermediária (Figura 29B), ocorre a intercalação entre porosidades menores que 15% típicas de não reservatório, intercaladas com corpos espessos de porosidades acima de 20%, o que denota a intercalação entre canais arenosos e folhelhos não reservatórios.

Na região distal (Figura 29C), há o predomínio de valores de porosidade inferiores a 20%, característicos de eletrofácies F3. Corpos com porosidades superiores a 20%, ocorrem intercalados ao longo da área.



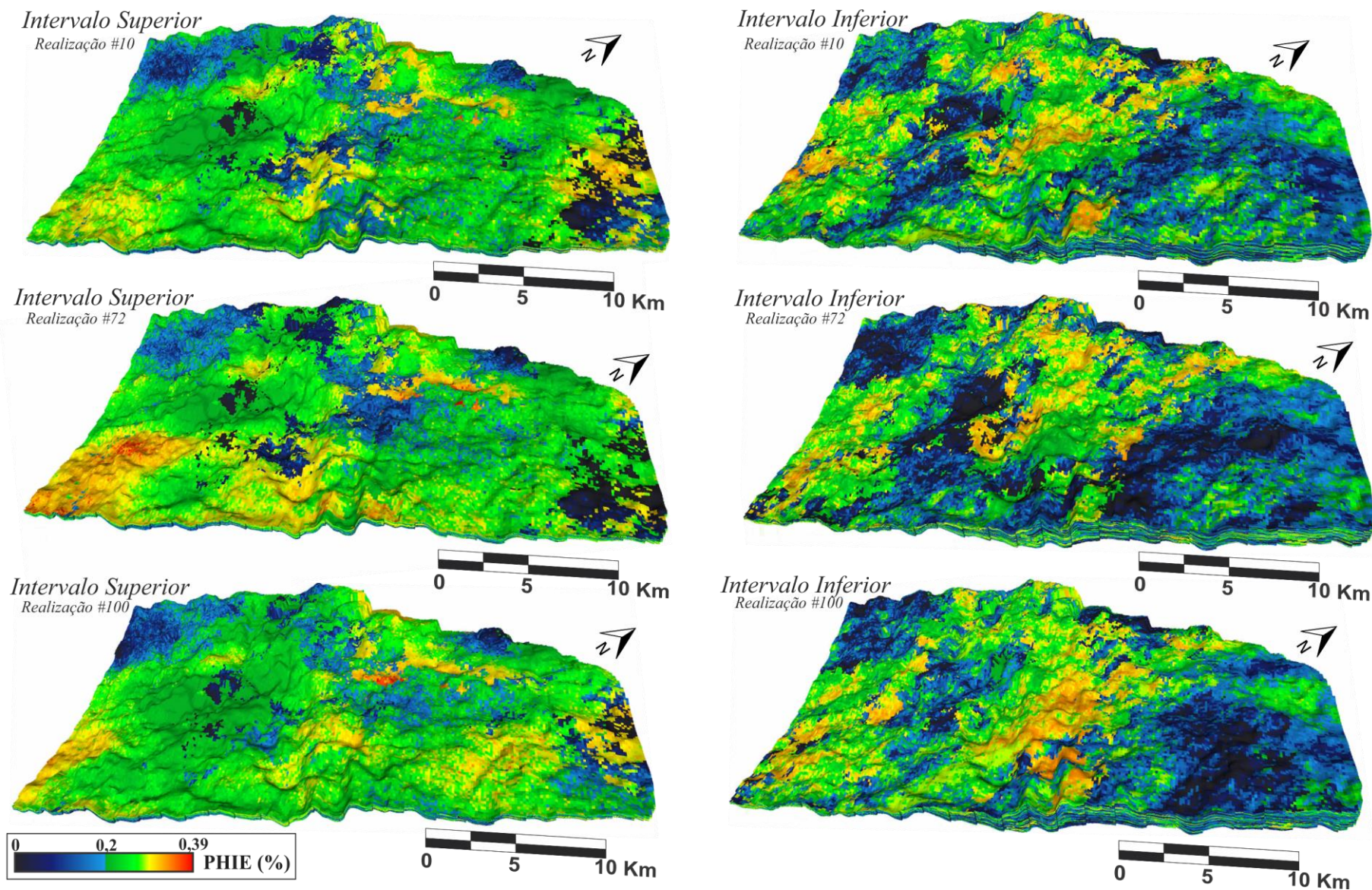


Figura 28: Exemplos de realizações da simulação de Porosidade Efetiva (cenários #10, #72, #100).



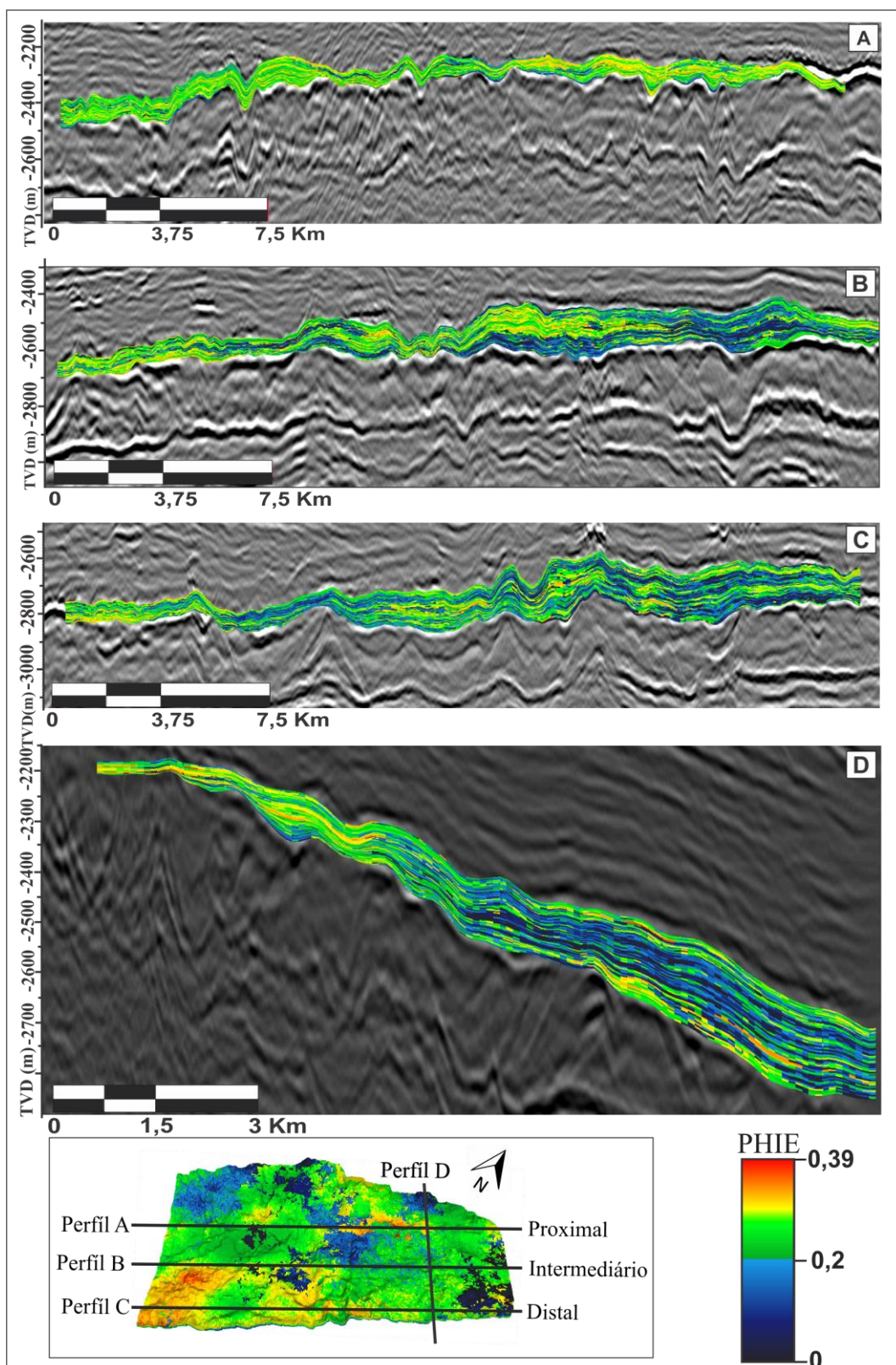


Figura 29: Seções *inline* (A, B e C) e *crossline* (D), mostrando o resultado de uma realização de simulação de Porosidade Efetiva escolhida aleatoriamente (realização #72). A- Região proximal; B- Região intermediária; C- Região distal; D- Seção perpendicular à zona de transição plataforma-talude, com distribuição de porosidades acima de 20 % (F1 e F2) na região proximal, evoluindo para corpos reservatórios isolados com porosidades acima de 20% na porção distal, mostrando uma distribuição coerente com o modelo de eletrofácies.

## Validação Numérica

A etapa de validação numérica visa avaliar de modo quantitativo, por meio de histogramas e valores de distribuição, a consistência entre os resultados obtidos na simulação e suas distribuições originais. Para execução desta etapa foram avaliadas as proporções das variáveis eletrofácies e porosidade efetiva (PHIE), segundo 4 critérios:

- (1) Valores originais dos perfis de poços não regularizados (*Original*);
- (2) Valores dos perfis de poços regularizados (*Regularizado*);
- (3) Valores extraídos da malha de simulação no local dos respectivos poços (dado 1D) (*Simulação Poço*);
- (4) Valores globais da malha de simulação (dados 3D) (*Simulação Malha*);

### Simulação de Eletrofácies

A partir da avaliação dos histogramas comparativos entre os 4 critérios citados (Figura 30), é possível notar que as simulações mantiveram as tendências das proporções de eletrofácies originais e regularizadas dos poços. Os valores das simulações observadas nos locais dos poços apresentam variações máximas de apenas 2,5 pontos percentuais em relação aos poços não regularizados.

De um modo geral, nota-se uma superestimação dos valores simulados ao longo da malha para a eletrofácies não reservatório, acompanhada de uma diminuição das proporções da eletrofácies reservatório entre 4,6 e 10 pontos percentuais.

Entre todos os casos analisados, a eletrofácies reservatório de baixa qualidade foi a que apresentou menores variações de proporção, com uma variação máxima entre os valores simulados na malha e os valores simulados nos poços, de 6% para o intervalo inferior. Apesar destas variações, pode-se considerar os resultados satisfatórios, uma vez que respeitam as tendências das distribuições originais.

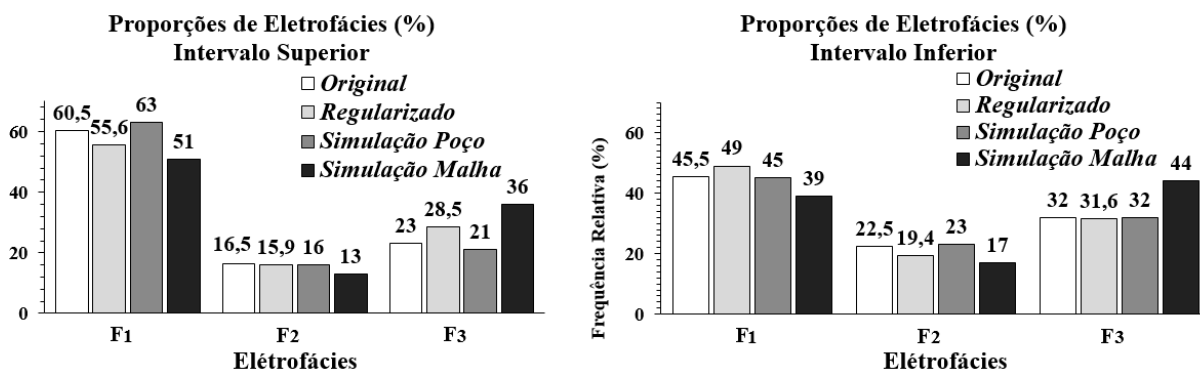


Figura 30: histogramas comparativos de proporções de eletrofácies pré e pós simuladas.

### Simulação Porosidade Efetiva

A comparação entre os valores de efetiva (PHIE) simulados ao longo da malha (Tabela 8) e os valores regularizados (Tabela 3), mostram que as simulações mantiveram os valores mínimos e máximos da distribuição. Os valores médios de porosidade simulados para cada eletrofácies mantiveram as tendências dos dados regularizados, apresentando as maiores variações no intervalo superior, com a diminuição de aproximadamente 1 ponto percentual para a eletrofácies reservatório e 2 pontos percentuais para as eletrofácies reservatório de baixa qualidade e não reservatório (Figura 31). Os desvios padrões da distribuição simulada mantiveram a tendência da distribuição condicionante, apresentando as maiores variações para a eletrofácies não reservatório, com um aumento de aproximadamente 2 pontos percentuais (Figura 32).

Estas características apresentadas evidenciam uma elevada eficiência do método de Simulação Sequencial Gaussiana na representação da distribuição original, honrando a distribuição seus valores extremos e médias.

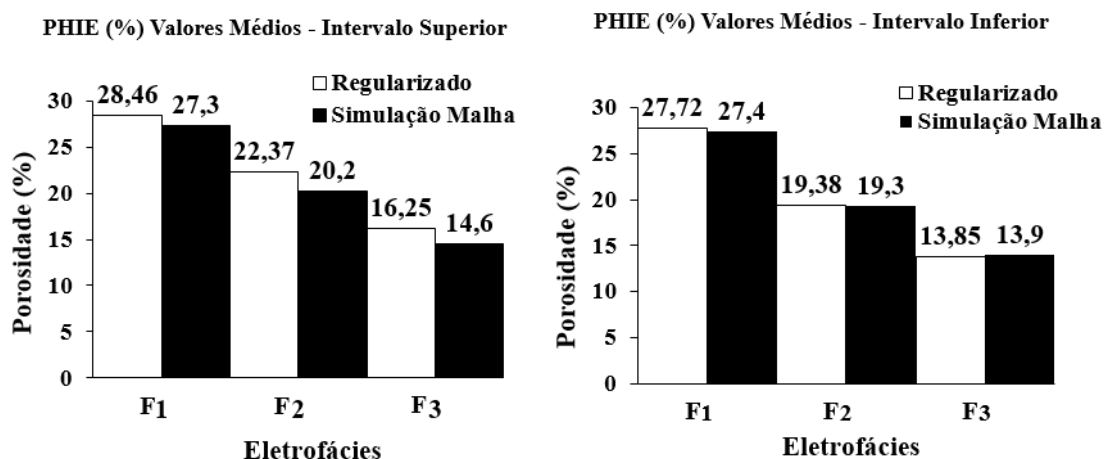


Figura 31: Comparação entre os valores médios de porosidade efetiva dos dados de poços regularizados e os valores simulados ao longo de toda a malha, individualizados por eletrofácies.

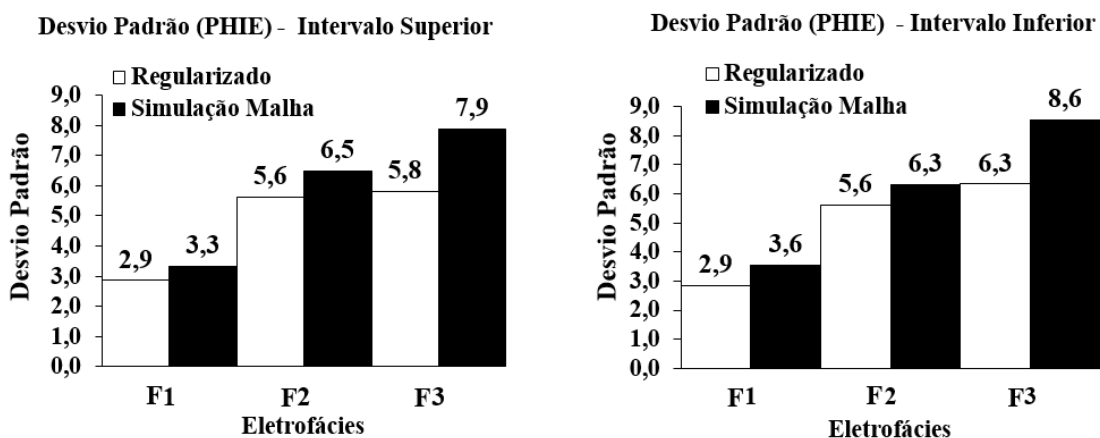


Figura 32: Comparação entre os desvios padrões de porosidade efetiva obtidos nas distribuições dos poços regularizados e dos dados simulados ao longo de toda a malha, individualizados por eletrofácies.



### Matrizes de Erro

Os resultados da avaliação da área inter-poços, para os 3 poços de validação, apresentaram percentuais de acertos totais (para as 3 eletrofácies em conjunto) entre 48% e 76,8% (Tabela 9). A eletrofácies reservatório obteve a melhor taxa de acertos, chegando a 94,8% no poço 09. O pior ajuste foi constatado para a eletrofácies não reservatório, ficando abaixo de 8% nos 3 poços.

A avaliação da capacidade preditiva local, para os 31 poços usados na simulação, atingiu um percentual de acerto total de 76,3% . A eletrofácies reservatório obteve os melhores resultados, alcançando 84,1% de acertos, já a eletrofácies reservatório de baixa qualidade obteve o pior ajuste, com 53,3% de acertos.

Em resumo, levando em consideração a capacidade do modelo em descrever as disposições locais da eletrofácies reservatório, o método alcançou uma boa coerência numérica tanto na área inter-poços, como no locais dos poços perfurados. Nota-se entretanto, uma tendência do modelo em honrar os pontos condicionantes da eletrofácies reservatório, negligenciando o ajuste das demais.

Tabela 9: matrizes de erro comparando os valores simulados com os valores originais de poços por meio do *blind test*. Diagonal representando os valores preditos corretamente.

Poço 09				
	Simulação Poço			
Regularizado	F1	F2	F3	% Acertos
F1	73	4		94,8
F2	10			0
F3	5	3		0
Porcentagem de Acertos Total				76,8
Coeficiente de Correlação				0,905

Poço 08				
	Simulação Poço			
Regularizado	F1	F2	F3	% Acertos
F1	28		3	90,3
F2	14	1	3	5,6
F3	9	2		0
Porcentagem de Acertos Total				48,3
Coeficiente de Correlação				0,82

Poço 25				
	Simulação Poço			
Regularizado	F1	F2	F3	% Acertos
F1	53	14	11	67,9
F2	8	1	3	6,7
F3	10	2	1	7,7
Porcentagem de Acertos Total				53,4
Coeficiente de Correlação				0,787

Todos os Poços				
	Simulação Poço			
Regularizado	F1	F2	F3	% Acertos
F1	1635	202	107	84,1
F2	130	269	106	53,3
F3	107	103	521	71,3
Porcentagem de Acertos Total				76,3
Coeficiente de Correlação				0,935

### *Modelo de Probabilidade – Porosidade Efetiva*

A partir dos 100 cenários de simulação de porosidade efetiva (PHIE), foi criado um modelo de probabilidades para a ocorrência de valores de PHIE acima de 20% (Figura 33).

Em função do parâmetro de corte adotado, o modelo gerado possibilitou identificar as áreas mais favoráveis à ocorrência de eletrofácies reservatório ao longo do campo.

No intervalo inferior, as regiões SW, central e proximal (NW) apresentaram valores de probabilidade em torno de 100%. Já no intervalo superior, as regiões proximais (NW) e à SW, apresentaram as maiores probabilidades de ocorrência.

Em ambos os intervalos, nota-se que os locais com ocorrência de probabilidades em torno de 100% se localizam próximos a região de transição plataforma-talude e na região SW do campo, evidenciando uma boa correlação espacial com a disposição dos corpos reservatórios presentes no modelo de eletrofácies.

Imagens detalhadas do modelo de probabilidade de PHIE acima de 20%, são apresentados nas Figuras 1 a 7 do ANEXO-B.

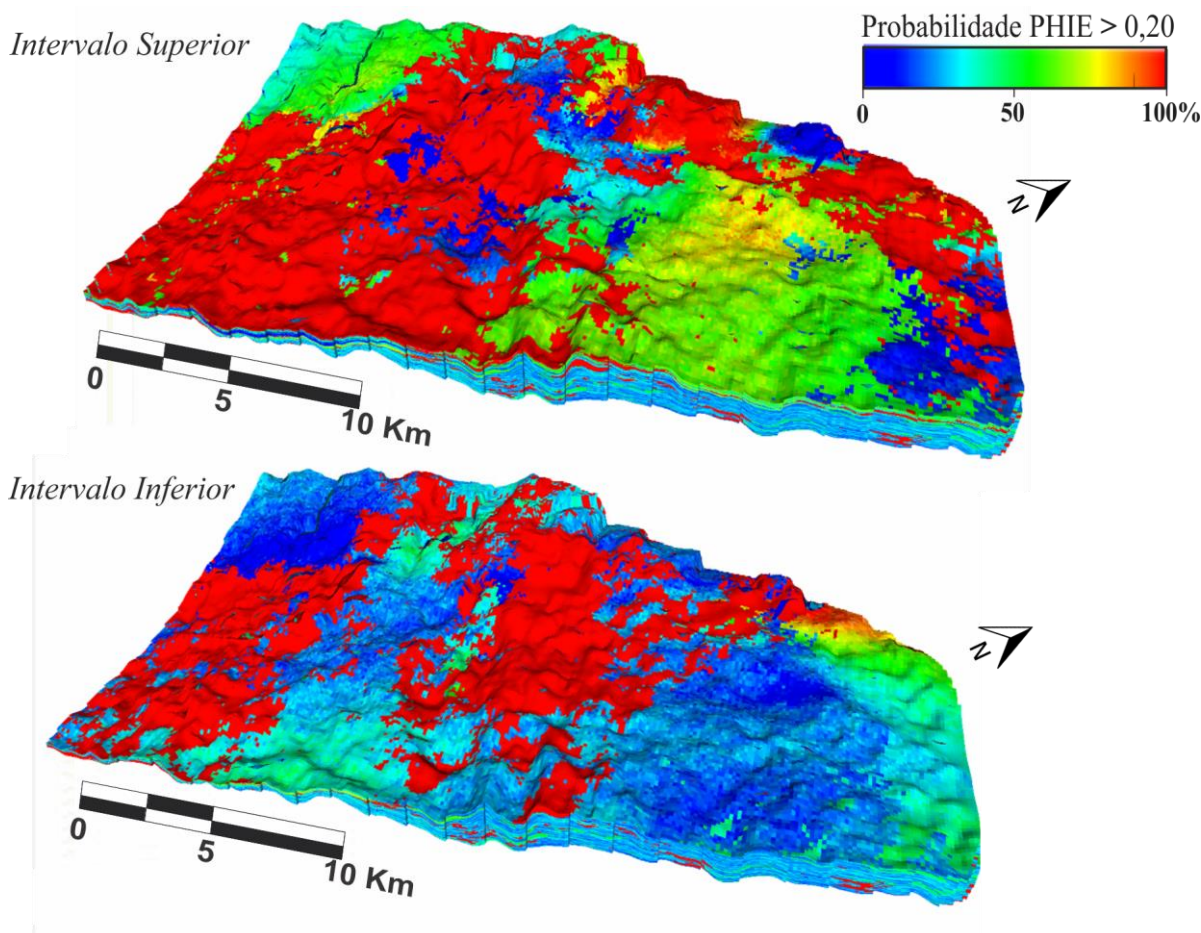


Figura 33: Modelo da probabilidades de ocorrência de porosidade efetiva (PHIE) acima de 20%, obtido a partir das 100 realizações de simulação de porosidade efetiva.

## DISCUSSÃO

### Análise Petrofísica e Pefilagem Geofísica de Poços

Em função da composição arcoseana dos arenitos presentes na bacia, a aplicação direta do perfil de raio gama (GR) na determinação de eletrofácies foi dificultada devido à alta radioatividade destes sedimentos (Rider, 2002; Nery, 2013).

A solução encontrada foi a utilização de parâmetros indiretos derivados dos perfis geofísicos, possibilitando assim, estabelecer relações estatísticas e aplicar metodologias já consolidadas como o cálculo do Índice de Raios Gama (IGR) no ajuste destes parâmetros aos dados dos 4 poços testemunhados.

Os parâmetros de argilosidade ( $V_{sh}$ ) e porosidade efetiva (PHIE) usados na função lógica, representaram de modo efetivo os intervalos com granulometria fina a grossa referente a eletrofácies reservatório. Nos intervalos compostos por arenitos finos bioturbados e em níveis conglomeráticos, o volume de argila foi superestimado, levando a classificação dos mesmos como não reservatórios em algumas ocasiões. Esta superestimação é notada na forma de intervalos classificados como não reservatórios apresentando valores de porosidade acima de 20%, o que faz com que seja necessária uma readequação dos parâmetros de corte a serem aplicados na função lógica para a determinação das eletrofácies F2 e F3.

### Feições Depositionais

A análise da sísmica baseada nos princípios de geomorfologia sísmica propostos por Posamentier, 2000; Posamentier e Kolla, 2003; Posamentier *et al.*, 2007 e auxiliada pelo uso de atributos, possibilitou a identificação da organização e das características de alguns elementos deposicionais ao longo do campo, tais como os principais canais condutores, depósitos de *levee* e lobos frontais. A direção preferencial de deposição identificada foi a NW-SE, o que corrobora com as orientações dos depósitos campanianos e maastrichtianos, propostas por Guardado *et al.* (1989) e Bruhn e Walker (1995) para a Bacia de Campos.

Por meio da análise variográfica das eletrofácies, foi possível constatar padrões distintos de continuidade espacial para os intervalos reservatórios inferior e superior.

No intervalo inferior a eletrofácies reservatório apresenta maior continuidade segundo a direção NW-SE, perpendicular à zona de transição plataforma-talude. No intervalo superior, a maior continuidade espacial ocorre no sentido paralelo a plataforma, segundo a direção NE-SW.

De acordo com Winter *et al.* (2007) e Haugen *et al.* (2015), este ordenamento reflete as características deposicionais do campo. Em um primeiro momento, a topografia irregular dos carbonatos do Grupo Macaé contendo canais erosivos e feições de exposição subaérea, atuaram como trapas sedimentares na acomodação dos arenitos Cretáceos Superiores, levando a deposição de fluxos de alta densidade, desenvolvimento de lobos deltaicos e sistemas turbidíticos a partir dos canais discretos proximais. Subsequentemente, tal padrão assumiu um caráter mais disperso, gerando a agregação das unidades arenosas laterais com intercalações entre processos de deposição e erosão. Nos perfis sísmicos, estas variações de deposição podem ser identificadas por meio da disposição dos refletores, sendo mais evidentes na região proximal (Figura 24B).

Bruhn & Walker (1995), baseados em diversos trabalhos, entre eles na curva de variação eustática global proposta por Haq *et al.* (1988), propuseram que os sedimentos Cretáceos Superiores presentes na Bacia de Campos, foram depositados em um ciclo de transgressão marinha, formando depósitos com padrão geral retrogradante. Nos perfis de poços, este evento de caráter transgressivo é identificado por meio de uma camada de folhelhos com até 5 metros de espessura que divide os intervalos reservatórios, sendo interpretada como uma superfície de máxima inundação da bacia (Pettan e Strømsvik, 2013).

De acordo com a classificação proposta por Bruhn *et al.* (2001) e Bruhn *et al.* (2003), os corpos turbidíticos que compõem o Campo de Peregrino podem ser englobados em 4 categorias. No intervalo inferior, a região proximal é composta por canais ricos em cascalho e areia (CC), evoluindo para lobos confinados em calhas ricos em cascalho e areia (GSLc) e lobos não confinados ricos em areia (SLuc) (Figura 34). O intervalo superior é composto, na região proximal, por complexos de canais ricos em cascalho e areia (CC), nas demais regiões, podem ocorrer lobos não confinados ricos em cascalhos e areia (SLuc) e lobos não confinados ricos em areia, fortemente dissecados por canais mais novos completados por lama (LSC), em função da erosão causada pelos canais Eocênicos.

Segundo Posamentier e Kolla (2003), as variações na arquitetura dos depósitos ao longo do campo podem ocorrer em função das alterações nas descargas de fluxo, mudanças na razão areia-argila, alterações no gradiente do talude e nas diferenças de rugosidade do assoalho, levando a uma complexidade nos corpos presentes.

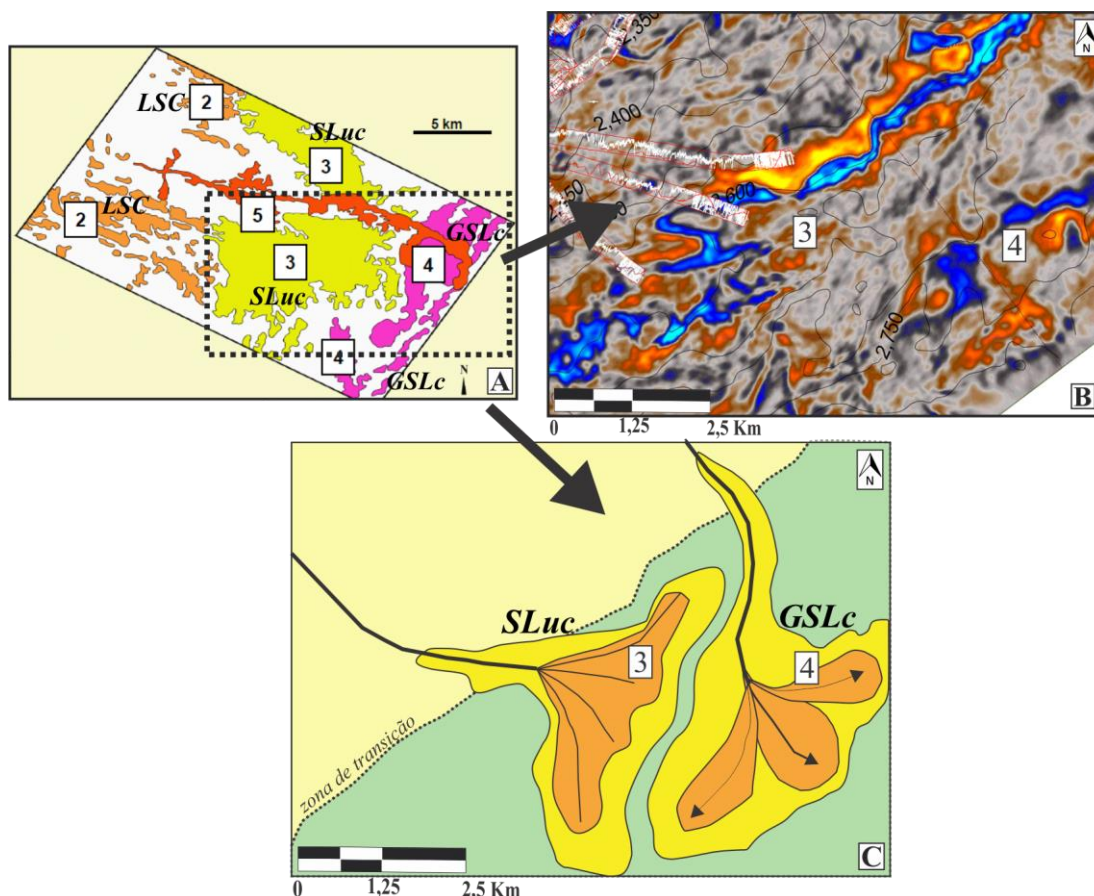


Figura 34: A- Depósitos arenosos presentes na Bacia de Campo (Lopes *et al.* 1999). B- Feição sísmica do Campo de Peregrino com a presença de depósitos do tipo 4 - lobos confinados em calhas ricos em cascalho e areia (GSLc) e do tipo 3 – lobos não confinados ricos em Areia (SLuc). C- Feições interpretadas a partir da sísmica.

### Simulação Plurigaussiana

O algoritmo de Simulação Plurigaussiana (SPG) se mostrou eficiente na representação das eletrofácies ao longo do campo. A comparação da realização escolhida como caso base mostrou boa coerência geológica com as feições identificadas em sísmica e com a disposição dos corpos reservatórios descritos na literatura por Pettan e Strømsvik (2013) e Kjølleberg *et al.* (2015).

No intervalo inferior, o modelo de eletrofácies apresenta 3 zonas reservatório principais não conectadas, intercaladas por folhelhos selantes. Nas descrições de testemunhos é constatada a presença de intraclastos argilosos e níveis conglomeráticos na base dos canais, evidenciando seu caráter erosivo. Nos perfis geofísicos de poços esta característica é representada por maiores valores de  $V_{sh}$  nas porções basais dos pacotes sedimentares presentes no intervalo inferior, levando-o a apresentar características reservatório um pouco inferiores as observadas no intervalo superior ( $V_{sh} < 0,29$  e PHIE 5 – 33%). As porcentagens

de eletrofácies reservatório no intervalo inferior, variam respectivamente, de 45,5% a 39% entre os dados originais e os simulados ao longo da malha geológica.

O intervalo superior é composto por reservatórios lateralmente amalgamados e com ampla distribuição espacial, possuindo melhores características reservatório ( $V_{sh} < 0,28$  e PHIE 7 – 39%) e maiores proporções de F1, variando respectivamente, de 60,5% a 51% entre os dados não regularizados e os simulados ao longo da malha.

As variações de proporções apresentadas entre os dados de poços regularizados e os resultados obtidos nas simulações, marcados pela diminuição das proporções da F1 e aumento das proporções de F3 ao longo da malha, refletem:

(1) a má distribuição da malha amostral, com apenas 1 poço de caráter exploratório perfurado na zona distal do campo, o qual possui consequentemente elevada porcentagem de eletrofácies não reservatório e exerce uma grande influência na vizinhança local;

(2) a dificuldade dos métodos de simulação em representar situações geológicas complexas, em regiões com pontos amostrais muito distantes entre si.

Sendo assim, embora a SPG tenha sua distribuição condicionada às matrizes de proporções verticais, as krigagens utilizadas para a interpolação das curvas de proporção verticais (CPV) individuais dos poços, no momento de geração das matrizes, pode ter sido influenciada pela vizinhança do poço distal (poço 34), propagando esta variação para a simulação.

Apesar destas considerações, o modelo de eletrofácies pode ser considerado satisfatório, uma vez que honra as tendências das distribuições originais ao longo das 3 eletrofácies e possui coerência geológica.

### **Simulação Sequencial Gaussiana**

O algoritmo de Simulação Sequencial Gaussiana aplicado na determinação do modelo de Porosidade Efetiva (PHIE), honrou de modo preciso a distribuição condicionante, mantendo os valores máximos e mínimos dos poços regularizados. Os valores médios de PHIE individualizados por eletrofácies obtidos nas simulações ao longo da malha, apresentaram variações inferiores a 2%, sendo considerado baixas.

O valor médio de 25% de porosidade efetiva calculada o campo, encontra-se dentro do esperado para os intervalos arenosos de granulometria grossa a média da Bacia de Campos, segundo os trabalhos de Bruhn (1998), Bruhn *et al.* (2003), Albertão *et al.* (2005) e Kjølleberg *et al.* (2015).

Embora condicionados ao modelo de eletrofácies, o ajuste variográfico dos modelos de PHIE apresentaram continuidades superiores, com alcances para a eletrofácies reservatório de aproximadamente 11Km no intervalo superior e 8,4 Km no intervalo inferior. As direções de maior continuidade espacial também apresentaram alterações em relação às observadas nos modelos de eletrofácies, passando a exibir maiores continuidades paralelas à linha de transição plataforma-talude nos dois intervalos. Estas variações podem ter sido influenciadas por dois fatores:

(1) regra de contatos litológicos estabelecida na simulação plurigaussiana, colocando em contato corpos apresentando eletrofácies reservatório e reservatório de baixa qualidade;

(2) pela similaridade apresentada entre os valores mínimos de PHIE para a eletrofácies reservatório e os valores máximos de PHIE presentes na eletrofácies reservatório de baixa qualidade, fazendo com que houvesse uma superestimação das continuidades espaciais de porosidade ao longo do modelo.

### **Validação Numérica**

Por meio da criação de um modelo de probabilidades para valores de porosidade efetiva acima de 20%, foi possível estabelecer um paralelo com as regiões de maior probabilidade de ocorrência da eletrofácies reservatório ao longo do campo. Esta comparação demonstrou uma elevada correlação entre a distribuição dos corpos reservatório apresentados no caso base, e as maiores probabilidades de ocorrência de valores elevados de PHIE ao longo das simulações.

O uso de poços de validação e a realização de *blind tests* foram implementados ao processo de modelagem com o intuito de avaliar o comportamento das simulações em áreas com ausência de dados condicionantes (região inter-poços). Embora, por definição, os métodos de simulação não condicionais tenham como premissa honrar a distribuição (histograma), em detrimento aos dados condicionantes locais, esta metodologia se mostrou uma técnica útil na quantificação das incertezas vinculadas ao modelo (Deutsch e Journel, 1998).

A análise dos resultados dos poços de validação por meio das matrizes de erro, apresentou percentuais de acertos da eletrofácies reservatório superiores a 90% nos poços vizinhos 08 e 09, e inferiores a 70% no poço 25, localizado no outro extremo do campo. Essas variações refletem possivelmente uma maior complexidade geológica no local de alocação do poço 25.



A baixa ocorrência e percentual de acertos das eletrofácies 2 e 3 nos poços de validação, pode ter como causa de 2 fatores:

(1) os três poços utilizados como validação são direcionais, deste modo, tendem atingir em maiores proporções o intervalo reservatório (F1), negligenciando a ocorrência das demais eletrofácies.

(2) devido a necessidade de um ajuste mais refinado da função lógica na representação das eletrofácies F2 e F3.

Os resultados das simulações de eletrofácies nos locais dos 31 poços alcançou um percentual de acertos totais (somatório das 3 eletrofácies) de 76,3%, sendo considerado elevado em virtude a irregularidade da malha de poços e do distanciamento entre eles. Para a eletrofácies reservatório, foi alcançado um percentual de acertos de 84,1% e para a eletrofácies reservatório de baixa qualidade, a porcentagem de acertos ao longo dos 31 poços foi a menor obtida, com 53,3%.

Cabe ressaltar que embora a eletrofácies F2 tenha obtido os menores percentuais de acertos totais dentre as 3 eletrofácies, por meio da avaliação das matrizes de confusão, foi a eletrofácies cujos histogramas apresentaram os melhores comportamentos, com pequenas variações de proporções entre os dados originais, regularizados, simulados nos locais dos poços e ao longo da malha.

Segundo Ringrose e Bentley (2015), a simples comparação entre as proporções dos elementos simulados como parâmetro de validação da qualidade do modelo, pode não ser necessariamente o melhor guia comparativo. De acordo com os autores, uma avaliação conjunta entre o resultado das simulações nas intersecções da malha com os poços (grau de ajuste de poço), da distribuição espacial das variáveis e das proporções dos elementos simulados ao longo da malha, pode levar a uma avaliação mais precisa da qualidade do modelo.



## CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo principal a aplicação de métodos geoestatísticos na modelagem de eletrofácies e porosidade efetiva para o Campo de Peregrino. Como objetivo secundário, foi avaliada a coerência numérica dos modelos por meio da criação de modelos de probabilidades, uso de poços de validação e matrizes de erro para a avaliação dos valores corretamente simulados nos locais dos poços e regiões inter-poços. Os algoritmos escolhidos para a execução do estudo foram a Simulação Plurigaussiana e a Simulação Sequencial Gaussiana, técnicas implementadas na década de 90 com ampla aplicação da indústria do petróleo. Como conclusões obtidas no decorrer da pesquisa, podemos afirmar que:

- O Campo de Peregrino pode ser individualizado estratigraficamente em dois intervalos verticais, separados por uma superfície de caráter selante composta por folhelhos e siltitos, descrita na literatura como em um evento de máxima transgressão marinha na Bacia.

- Os intervalos superior e inferior do Campo de Peregrino apresentam características deposicionais e petrofísicas distintas.

- O intervalo inferior organiza-se na forma de corpos reservatório principais desconectados, apresentando maior continuidade deposicional perpendicular à plataforma e separados por folhelhos selantes. Apresenta teor médio de 22,8% de porosidade efetiva e 19,6% de argilosidade, calculados nos testemunhos e perfis de poços.

- O intervalo superior é marcado pela amalgamação lateral dos corpos reservatórios apresentando maior continuidade deposicional paralela à zona de transição da plataforma-talude. Apresenta teor médio de 24,8% de porosidade efetiva e 13,3% de argilosidade, calculados nos testemunhos e perfis de poços.

- A partir das simulações foram obtidos valores médios de porosidade efetiva de 25% para o campo, variando entre de 21% a 39% nas eletrofácies reservatório. Os resultados obtidos apresentam um bom condicionamento ao modelo de eletrofácies e encontram-se dentro do descrito na literatura para reservatórios correlatos na mesma bacia.

- Os modelos de Simulação Plurigaussiana aplicados na modelagem de eletrofácies reproduziram adequadamente os dados condicionantes de poços, matrizes de proporções, regra de contatos litológicos, distribuições e continuidades. As proporções de eletrofácies reservatório calculados para o campo, foram de 51% para intervalo superior e 39% para o intervalo inferior.

- A aplicação de matrizes de erro na validação dos resultados se mostrou uma ferramenta efetiva na quantificação de incertezas associadas aos modelos gerados.

De um modo geral, a metodologia aplicada mostrou bons resultados, apresentando uma margem de acertos de 68 a 95% para a eletrofácies reservatório nos resultados dos poços de validação (*blind test*) e 76% de acertos globais entre os valores simulados nos 31 poços ao longo da malha e os dados de entrada.

### 3 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

O trabalho apresentado nesta pesquisa de mestrado foi desenvolvido no Laboratório de Análises de Incertezas Integradas (LAI) do Instituto de Geociências da UNICAMP, visando a modelagem de variáveis estáticas de eletrofácies e porosidade efetiva para o Campo de Peregrino.

Em virtude de sua exploração recente, o Campo de Peregrino possui ainda poucas informações disponíveis em relação a suas características geológicas quando comparado aos demais campos presentes nas bacias brasileiras. Deste modo, este trabalho vem a contribuir para o entendimento dos condicionantes geológicos do campo por meio de aplicações de técnicas geoestatísticas, fornecendo um arcabouço para trabalhos futuros.

Embora tenham sido aplicadas diversas metodologias ao longo da pesquisa na tentativa de mitigar possíveis incertezas no decorrer das etapas de modelagem, por meio da correlação rocha-poço, aplicações de atributos sísmicos e análise de distribuições, é sabido de algumas limitações no trabalho, tal como o ajuste entre os poucos dados disponíveis de testemunhos e sua representação nos perfis geofísicos de poços, implicando consequentemente na sua interpolação ao longo da área.

Como sugestões a serem feitas nesta metodologia, propõem-se para próximos trabalhos:

- Utilizar como dados de entrada para a simulação, eletrofácies calculadas a partir de técnicas de aprendizagem de máquinas, tais como o SVM (*Support Vector Machine*) e redes neurais, possibilitando uma diminuição nas incertezas vinculadas a determinação das eletrofácies.
- Uma aplicação mais ampla do uso de atributos sísmicos, possibilitando uma identificação mais precisa da arquitetura interna e externa dos elementos posicionais presentes no campo, fornecendo com isso, maiores subsídios para a determinação das heterogeneidades estruturais na etapa de modelagem variográfica.
- Incorporar um estudo de falhas ao modelo geológico, criando com isso, um arcabouço estrutural mais efetivo para sua aplicação em etapas de simulação de fluxo.
- Utilização de técnicas de inversão sísmica para atributos como impedância acústica ou porosidade, possibilitando seu uso como dado secundário no processo de simulação, diminuindo com isso as incertezas na modelagem da área inter-poços.
- Realizar um estudo probabilístico e estatístico mais aprofundado em cada etapa da simulação, explorando com isso a total potencialidade estocástica dos algoritmos.

Espera-se com estas medidas, reduzir as incertezas vinculadas ao processo de modelagem, gerando um modelo mais fidedigno às características geológicas do Campo de Peregrino.

#### 4 REFERÊNCIAS

- Albertão, G.A.; Grell, A.; Badolato, A.; dos Santos, L.R.; 2005. 3D Geological Modeling in a Turbidite System with Complex Stratigraphic-Structural Framework-An Example from Campos Basin, Brazil. 2005. *In*: SPE Annual Technical Conference, Dallas, USA
- Al-Khalifa, M. A.; Payenberg, T.H.D.; Lang, S.C. 2007. Overcoming the Challenges of Building 3D Stochastic Reservoir Models Using Conceptual Geological Models - A Case Study. SPE 104496. 15<sup>th</sup> SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Bahrain, March 2007.
- Andriotti, J. L. S. 2003. Fundamentos de Geoestatística. São Leopoldo: Editora Unisinos. 164 pp.
- ANP. 2015. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. Brasil 13<sup>o</sup> Rodada de Licitações de Petróleo e Gás.
- ANP. 2016. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. Plano de Desenvolvimento do Campo de Peregrino 2016. [www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Peregrino.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Peregrino.pdf) Acessado em: 10/09/2017.
- Asquith, G.; Kryqowski, D. 2004. Basic Well Log Analysis. AAPG Methods in Exploration Series, no 16. Tulsa, Oklahoma. 229 pp.
- Armstrong, M.; Galli, A.; Beucher, H.; Le Loc'h, G.; Renard, D.; Doligez, B.; Eschard, R.; Geffroy, F. 2011. Plurigaussian Simulations in Geosciences. Springer. 187 pp.
- Avanci, G.; Schiozer, D. J. 2015. UNISIM-I: Synthetic Model for Reservoir Development and Management Applications. International Journal of Modeling and Simulation for petroleum Industry, vol. 9. No. 1, April. 2015.
- Beucher, H.; Renard, D.; Doligez, M.P.; Bellentani, G. 2008. The effect of methodology on volumetric uncertainty estimation in static reservoir models. AAPG Bulletin, v. 92 no 10, october. p.1359-1371.
- Beucher, H.; Renard, D. 2016. Truncated Gaussian and derived Methods. Mathematical Geology. C. R. Geoscience 348. p.510-519
- Bruhn, C.H.L. 2001. Contrasting Types of Oligocene/Miocene Giant Turbidite Reservoirs from Deep Water Campos Basin. 2001 – 2002. AAPG Distinguished Lecture.
- Bruhn, C.H.L., Walker, R.G., 1995. High-resolution stratigraphy and sedimentary evolution of coarse-grained canyon-filling turbidites from the Upper- Cretaceous transgressive megasequence, Campos Basin, offshore Brazil. J. Sed.Res. 65, p.426-442.
- Bruhn, C.H.L., Gomes, J.A.T., Del Luchese, C., Johann, P.R.S., 2003. Campos Basin:reservoir characterization and management – historical overview and future challenges. OTC-Houston, paper OTC 15220, p. 1-14.
- Bruhn, C.H.L., Barroso, A.S., Lopes, M.R.F., Sarzenski, D.J., Abreu, C.J., Silva, C.M.A., 1998. High-resolution stratigraphy and reservoir heterogeneities of Upper Albian turbidite reservoirs of Albacora Field, Campos Basin, offshore Brazil. 1998 AAPG Ann. Conv., Salt Lake City, Utah, Ext. AAPG Abstr. 1, A95.
- Bueno, J. F.; Drummond, R.D.; Vidal, A.C.; Sancevero, S.S. 2011. Constraining uncertainty in volumetric estimation: A case study from Namorado Field, Brazil. *In*: Journal of Petroleum Science and Engineering 77. P. 200-208.
- Câmara, P. S. 1992. Caracterização de Reservatórios com Técnicas de Otimização Combinacional. Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 156p.
- Castro, J.Q. 1996. A Utilização de Atributos Sísmicos na Caracterização de Reservatórios de Petróleo. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 115 p.

- Correia, U. M., Batezelli, A., Leite, E. P. 3-D Geological Modelling: A Siliciclastic Reservoir Case Study from Campos Basin, Brazil. *Geosciences. REM: Int. Eng. Ouro Preto*, 69(4), p.409-416, oct.- dec. 2016.
- Correia, G. G., Schiozer, D. Reservoir characterization using electrofacies analysis in the sandstone reservoir of the Norne Field (offshore Norway). 2016. *Petroleum Geoscience. Geological Society of London for GSL and EAGE*.vol 22. February. p. 165-176.
- Cosentino, L. *Integrates Reservoir Studies*. Paris: Technip. 310 pp.
- Dias, J.L.; Guazelli, W.; Catto, A.J.; Vieira, J. C. 1987. Integração do *Framework* Estrutural da Bacia de Campos com o Embasamento Pré-Cambriano Adjacente. *In: SIMP. GEOL. RJ-ES*, 1, Rio de Janeiro, 1987, Anais. Rio de Janeiro, SBG, v. 1, p 189-187.
- Deutsch, C.V. & Journel, A. G.: *GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide* (1992a), Oxford University Press, New York.
- Derakhshan, S.H.; Deutsch, C. V. 2008. Direct Simulation of P10, P50 and P90 Reservoir Models. *Canadian International Petroleum Conference. 59<sup>th</sup> Annual Technical Meeting*, Calgary, Alberta, Canada, 17-19 June 2008.
- Deutsch, C. V. *Geostatistical Reservoir Modeling*. New York: Oxfors University Press, 2002. 376p.
- Dowd, P. A.; Pardo-Igúzquiza, e.; Xu, C.2003. "Plurigaussian Simulation: a computer program for simulation spatial facies using the truncated plurigaussian method." *Computer and Geosciences*. 29, p.123-141.
- Dubrule, O. *Geostatistics In: Petroleum Geology*. Tulsa, Oklahoma, U.S.A: The American Association of Petroleum Geologists, 1998. 251 ISBN 0-89181-187-7.
- Ersoy, A.; Yunsel, T.Y. 2009. Assessment of Lignite Quality Variables: A Practical Approach With Sequential Gaussian Simulation. *Energy Sources, Part A*, 31: 175-190.
- Fetter, M.; De Ros, L.F.; Bruhn, C.H.L.2009. Petrographic and seismic evidence for depositional setting of giant turbidite reservoirs and the paleogeographic evolution of Campos Basin, offshore Brazil. *Marine and petroleum Geology* 26(2009) p.824-853.
- Figueiredo, A.M.F.; Mohriak, W.U., 1984. A tectônica salífera e as acumulações de petróleo na Bacia de Campos, *In: Proceedings of the 33rd Brazilian Geological Congress*, Sociedade Brasileira de Geologia, Rio de Janeiro, v. 3, p. 1380-1394.
- Friedrich, A. 2003. Modelagem Geoestatística de Saturação Atual de Fluidos em campo Maduro. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 103 p.
- Galli, A.; Beucher, H.; Le Loc'h, G.; Doligez, B.; HERESIM GROUP. The pros and cons of simulated gaussian method. *In: Armstrong, M.; Dowd, P. A. (eds.). Geostatistical Simulations*. Dordrecht: Kluwer Academic Press, 1994.p. 217-233.
- Galli, A.; Le Loc'h, G.; Geffroy, F.; Eschard, R. An Application of the Truncated Pluri-gaussian Method for Modeling Geology. 2006. *In: T. C. Coburn, J.M. Yarus, and R.L. Chambers, eds., Stochastic Modeling and Geostatistics:Principles, Methods, and Case Studies, Volume II: AAPG Computer Applications In Geology*, 5. P. 209-122.
- Guardado, L.R.; Gamboa, L.A.P.; Lucchesi, C.F. 1989. Petroleum Geology of the Campos Basin: A Model for a Producing Atlantic Type Basin. *AAPG Memoir* 48. p.3-79Gomez, Y.; Khazaeni, Y. Mohaghegh, S.D. 2009. Top-Down Intelligent Reservoir Modeling (TDIRM). *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA*, 4-7 October 2009. SPE 12404.
- Haq, B.U., Hardemboi, J., Vail, P.R., 1988. Mesozoic and cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change, *In: Wilgus, C.K., Hastings, B.S., Kendall, C.G.St.C., Posamentier, H.W, Ross, C.A., Van Wagoner, J.C. eds., Sea-level Changes: Na Integrated Approach:SEPM Special Publication* 42, p.71-80.

- Haugen, E.; Østbye, N.O.; Grønvold, T.; Straith, K. Theting, T. G. 2015. Lessons Learned from Further Development of Peregrino Heavy Oil Field Offshore Brazil. SPE-174341-MS. Society of Petroleum Engineers, EUROPEC, Madrid, Spain. June 2015.
- Isaaks, E.H. and R.M. Srivastava, 1989. An introduction to applied geostatistics: New York, Oxford University Press, p.561.
- Journel, A.G.; Isaaks, R.M.; 1984. Conditional Indicator Simulations: application to Saskatchewan Uranium Deposit. Journal of International Association for Mathematical Geology, v 16, n. 7, Oct. 1984. p.685-718
- Kelkar, M.; Perez, G., 2002, Applied Geostatistics for Reservoir Characterization. Texas: Society of Petroleum Engineers Inc.
- Kjølleberg, M.; Barbosa, J.E.B.; Loures, L.; Pearson, P.S.; Morarni, B. Tilsley, R.; Hartmann, A.; Sviridov, M.; Sanabria, O. Skillings, J. 2016. Advances in Reservoir Development Using Extra-Deep Azimutal Resistivity. *In: Search and Discovery Article #41895* (2016). Adapted from oral presentation given at AAPG Latin America Region, Geoscience Technology Workshop, Optimizing Geoscience and Engineering to Explore and Produce in a Low price Environment, Rio de Janeiro, Brazil, May, 2015.
- Larionov, V. V., 1969. Radioactivity by Well Log. Nedra, Moscow.
- Le Loc'h, G.; Beucher, H.; Galli, A; Doligez, B.; HERESIM GROUP. Improvement in the truncated gaussian method: combining several gaussian functions. In: European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Roros, 1994. p1-13.
- Lopes, m. F.; Bruhn, c. H. L.; Santos, r. A.; Corá, c. A. G.; Becker, m. R.; Alves, r. R. P.; Sarzenski, d. J. 1999. Architecture of Sand-Rich, Turbidite Reservoirs from Deep-Water Campos Basin, Brazil. *In: American Association of Petroleum Geologists Annual Convention*, San Antonio, Tex. 1999. Abstract [S.L.: S.N.]
- Lowe, D.R., 1982. Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to deposits of high-density turbidity currents: Journal of Sedimentary Petrology. V. 52, p.279-297.
- Mohriak, W.U., Mello, M.R.; Demery, J.F. Maxwell, J.R., 1990. Petroleum Geology of the Campos basin, offshore Brazil. *In: Brooks, J., eds., Classic Petroleum Provinces: Geological Society of London Special Publication 50*, p.119-141.
- Mohriak, W.U. 2003. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. LA. Bizzi, C. 56. Schobbenhaus, R.M. Vidotti e J. H. Gonçalves (Eds.) CPRM, Brasília, 2003. Capitulo 3, p.87-165.
- Mohriak, W.U.; Fernandez, B.; Biassussi, A.S. 2004. Salt Tectonics Domains and Structural Provinces: Analogies Between the South Atlantic and Gulf of Mexico. *In: 24<sup>th</sup> Annual GCSSEPM Foundation, Bob F. Perkins Research Conference*, Houston, Texas, USA. December, 2004. p.551-587.
- Mohriak, W.U., Szatmari, P., Anjos, S.C., Spadini, A.R. 2008. Sal: geologia e tectônica na margem continental brasileira. Memórias e notícias. Coimbra: Universidade de Coimbra. p.165-169.
- Mulder, T.; Alexander, J. 2001. The physical character of subaqueous sedimentar density flows and their deposits. Sedimentology. v. 48, April 2001. p.269-299.
- Nery, G. G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto: Fundamentos Básico com Ênfase em Petróleo. Rio de Janeiro: SBGf, 222p. 2013.
- Normando, M.N. 2005. Impacto da Modelagem Estocástica no Processo de Caracterização de Reservatórios Maduros. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 99 p.

- Normando, M.N.; Remacre, A.Z.; Sancevero, S.S. 2005. The Plurigaussian Simulation's Lithotype Rule in Reservoir Characterization Process. SPE 04049. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference in Rio de Janeiro, Brazil, June 2005.
- Oliveira, M.L. 1997. Análise de incertezas envolvidas na modelagem de reservatório no contexto geoestatístico. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 115 p.
- Ovreberg, O.; Damsleth, E.; Haldorsen, H.H. 1992. Putting Error Bars on Reservoir Forecasts. SPE 20512. Society of Petroleum Engineers. June p.732-738.
- Posamentier, H. W. 2000. Seismic stratigraphy into the next millenium; a focus on 3D seismic data. *American Association of Petroleum Geologists Annual Conference, New Orleans, LA, April 16-19, 2000*, A118.
- Posamentier, H.W.; Kolla, V. 2003. Seismic Geomorphology and Stratigraphy of Depositional Elements in Deep-Water Seeting. *Journal of sedimentary research*, vol 73, no 3, may 2003. p.367-388.
- Posamentier, H.W.; Davies, R.J.; Cartwright, J.A.; Wood, L. 2007. Seismic geomorphology – an overview. In: Davies, R.J.; Posamentier, H.W.; Wood, L.; Cartwright, J.A. (eds) *Seismic Geomoerphology: Applications to Hydrocarbon Exploration and Production*. Geological Society, London, Special Publications, 277, p.1- 14.
- Pettan, C.; Strømsvik, J.F. 2013. The Peregrino Challenge: How to Keep Reliable Models While Drilling Eight Wells per Year. In: Offshore Technology Conference Brasil held in Rio de Janeiro, Brasil, 29-31 October 2013.
- Pyrz, M.; V. Deutsch, C. 2014. Geostatistical Reservoir Modelling. 2. ed. New York: Oxford University Press.
- Rangel, H.D.; Martins, C.C. 1998. Principais Compartimentos Exploratórios – Bacia de Campos. In: Schulmberger-PETROBRAS, (eds). Searching for oil and gás in the land of giants. p.32-49.
- Ravenne, et. al. Quantification of Facies Relationships via Proportion Curves. In: Armstrong, et al., (Ed.). *Geostatistics Rio 2000: Proceedings of the Geostatistics Sessions of the 31<sup>st</sup> International Geological Congress*. Rio de Janeiro: Springer Netherlands, 2002. p.19-39. (Quantitative Geology and Geostatistics).
- Remacre, A. Z., Normando, M. N., Sancevero, S. S. Krigagem das proporções utilizando a krigagem da média: uma ferramenta auxiliar na modelagem de reservatórios. *Revista Brasileira de geociências (SBGEO)*. 38: 82-87, março 2008.
- Remacre, A. Z.; Zapparolli, L.H. 2003. Application of the Plurigaussian Simulation Technique in Reproducing Lithofacies with Double Anisotropy. *Revista Brasileira de Geociências*. 33 (2-suplemento): 37-42, junho 2003.
- Rider, M. 2001. *The Geological Interpretation of Well Logs*. 2nd. ed. Sutherland: Rider-French Consulting Ltd, 280 p.
- Ringrose, P.; Bentley, M. 2015. *Reservoir Modeling Design: A Practioner's Guide*. Ed. Springer. 260p.
- Salmon B. P.; Kleynhans, W.; Schwegmann, C.P. Olivier, J.C. 2015. Proper Comparison Among Methods Using a Confusion Matrix.
- Santra, A. K.; Christy, C.J. 2012. Genetic Algorithm and Confusion Matrix for Document Clustering. *IJCSI. International Journal of Computer Science Issues*. Vol. 9. Issue 1, No 2, January. P. 322-328.
- STATOIL, 2013. Plan of Development - The Peregrino Field. Internal Report, ANP No 48610.003887/2000.
- Smith, P. J.; Hendry, D. J.; Crowther, A. R. 1993. The Quantification and Management of Uncertainty in Reserves. SPE 26056. Western Regional Meeting held in Anchorage, Alaska, USA., May 26-28. P. 275-284.



- Yamamoto, J. K. (2001) Avaliação e Classificação de Reservas Minerais. São Paulo, Edusp, Fapesp, 226 P. Acadêmica.
- Yimin Wang. 2016. Conditioning 3D Object-Based Models to a Large Number of Data. Master's Thesis. Alberta University.
- Yunsel, T. Y.; Ersoy, A. 2013. Geological Modeling of Rock Type Domains in the Balya (Turkey) Lead-Zinc Deposit Using Plurigaussian Simulation. Cent. Eur. J. Geosci. 5(1) 2013. P.77-89.
- He, W.; Ling, Y; Guo, X. 2013. QC of Reservoir Model Using Seismic, Well Logging and Petrophysical Data. *In*: International Petroleum Technology Conference. Beijin, China, 26-28 March 2013.
- Winter, W. R.; Jahnert, R. J.; França, A. B. 2007. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, p. 511-529.
- Zapparolli L.H. 2000. Aplicação da Técnica de Simulação Plurigaussiana na Reprodução de Litofácies com Dupla Anisotropia. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 128p.

## ANEXO-A

## Poços Banco de Dados

Tabela 10: Características gerais dos poços presentes no banco de dados

Poço	Fase de Perfuração	Tipo	Orientação	Ângulo Máximo de Perfuração em Relação a Vertical	Aplicação no Modelo Geológico	Descrições de Testemunhos e Dados de Laboratório
01	Exploração	Produtor	Direcional	15°	Simulação	-
02	Exploração	Produtor	Direcional	48°	Simulação	-
03	Exploração	Produtor	Direcional	37°	Simulação	Sim
04	Exploração	Produtor	Direcional	9°	Simulação	Sim
05	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	92°	Simulação	-
06	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	92°	Simulação	-
07	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	93°	Simulação	-
08	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	92°	<b>Validação</b>	-
09	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	90°	<b>Validação</b>	-
10	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	90°	Simulação	-
11	Exploração	Produtor	<b>Vertical</b>	2°	Simulação	-
12	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	92°	Simulação	-
13	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	92°	Simulação	-
14	Desenvolvimento	<b>Injetor</b>	Direcional	81°	Simulação	-
15	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	92°	Simulação	-
16	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	90°	Simulação	-
17	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	94°	Simulação	-
18	Exploração	Produtor	<b>Vertical</b>	2°	Simulação	Sim
19	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	98°	Simulação	-
20	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	95°	Simulação	-
21	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	93°	Simulação	-
22	Exploração	Produtor	<b>Vertical</b>	2°	Simulação	-
23	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	94°	Simulação	-
24	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	91°	Simulação	-
25	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	93°	<b>Validação</b>	-
26	Exploração	Produtor	<b>Vertical</b>	3°	Simulação	Sim
27	Desenvolvimento	<b>Injetor</b>	Direcional	75°	Simulação	-
28	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	93°	Simulação	-
29	Desenvolvimento	<b>Injetor</b>	Direcional	80°	Simulação	-
30	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	90°	Simulação	-
31	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	94°	Simulação	-
32	Desenvolvimento	Produtor	Direcional	93°	Simulação	-
33	Desenvolvimento	<b>Injetor</b>	Direcional	75°	Simulação	-
34	Exploração	Produtor	<b>Vertical</b>	0°	Simulação	-

Observações: Para este trabalho, poços com mergulho até 3° foram considerados verticais.

## ANEXO-B

### Modelos de Probabilidade PHIE > 20%

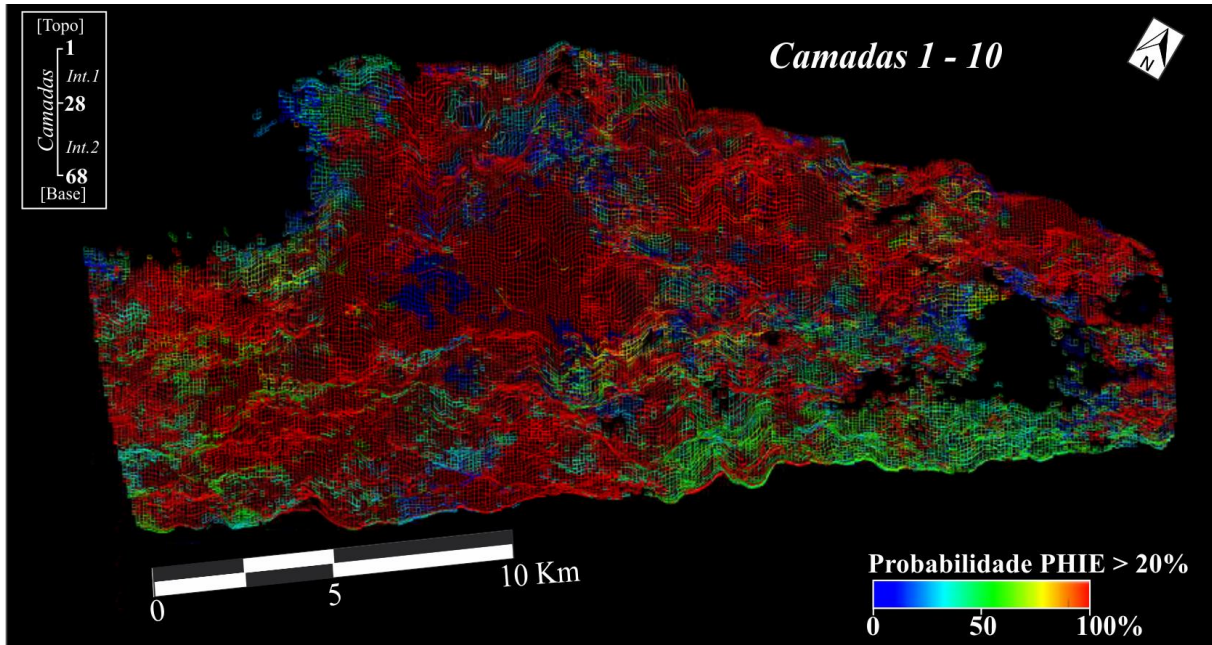


Figura 35: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 1 a 10 (exagero vertical 7x).

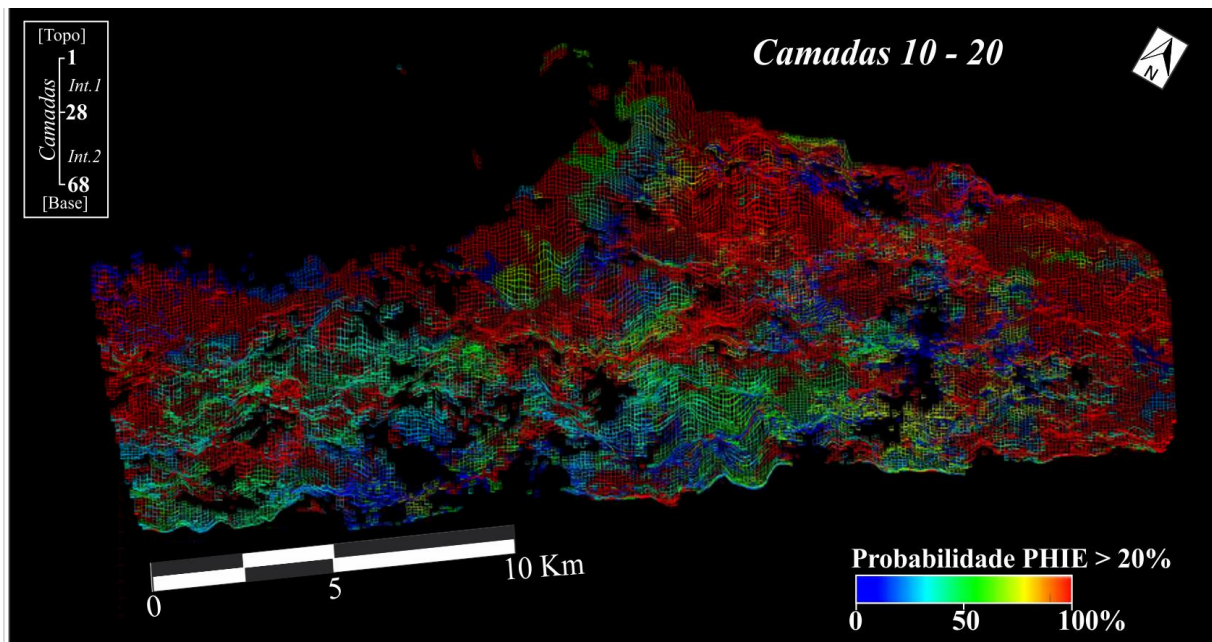


Figura 36: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 10 a 20 (exagero vertical 7x).

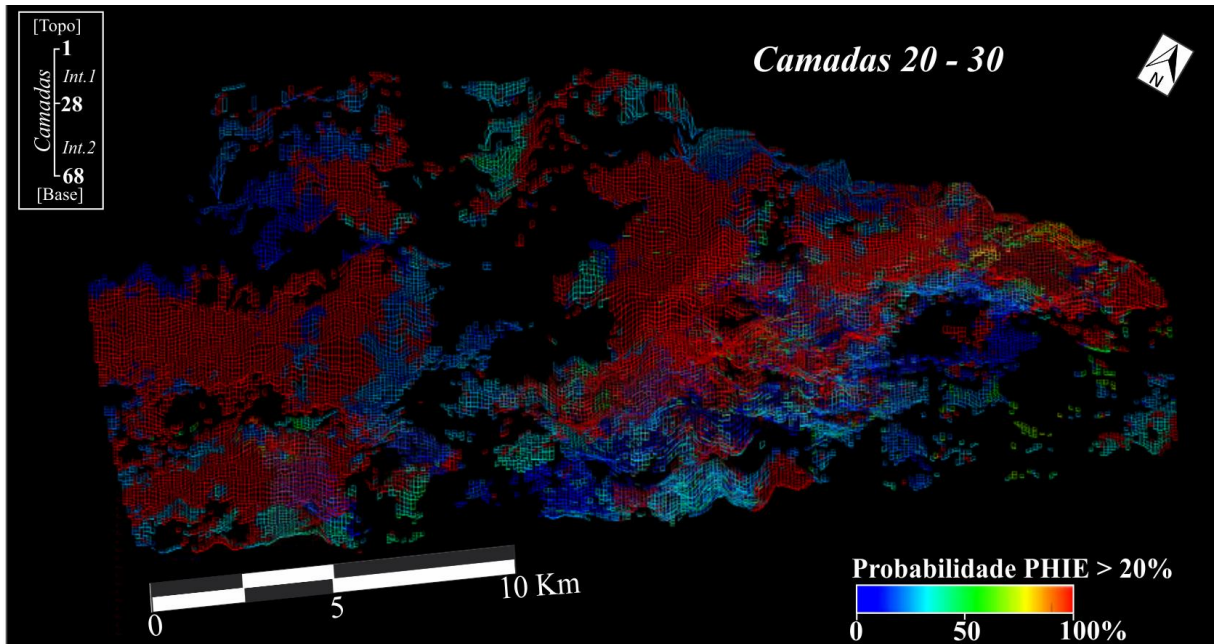


Figura 37: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 20 a 30 (exagero vertical 7x).

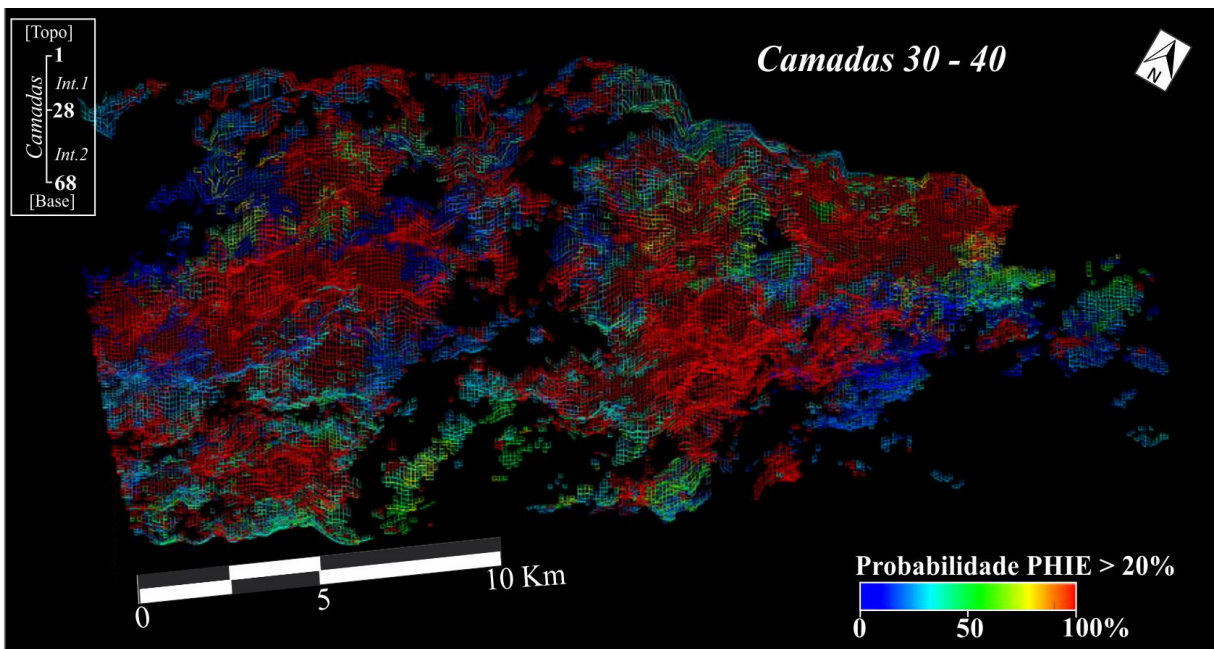


Figura 38: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 30 a 40 (exagero vertical 7x).



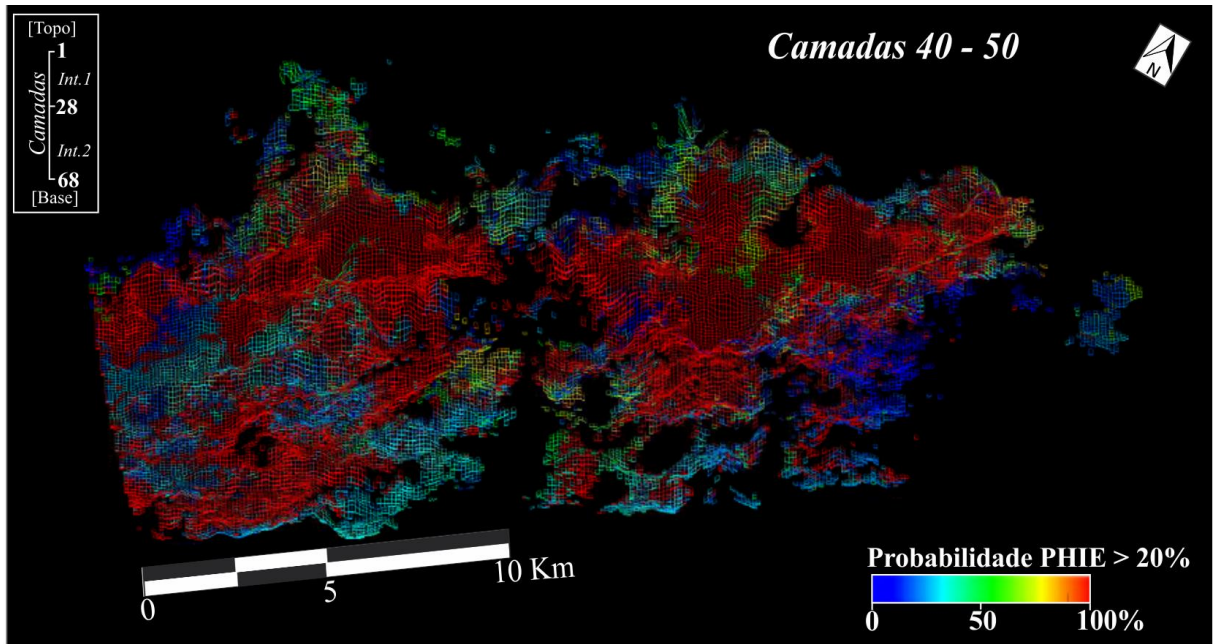


Figura 39: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 40 a 50 (exagero vertical 7x).

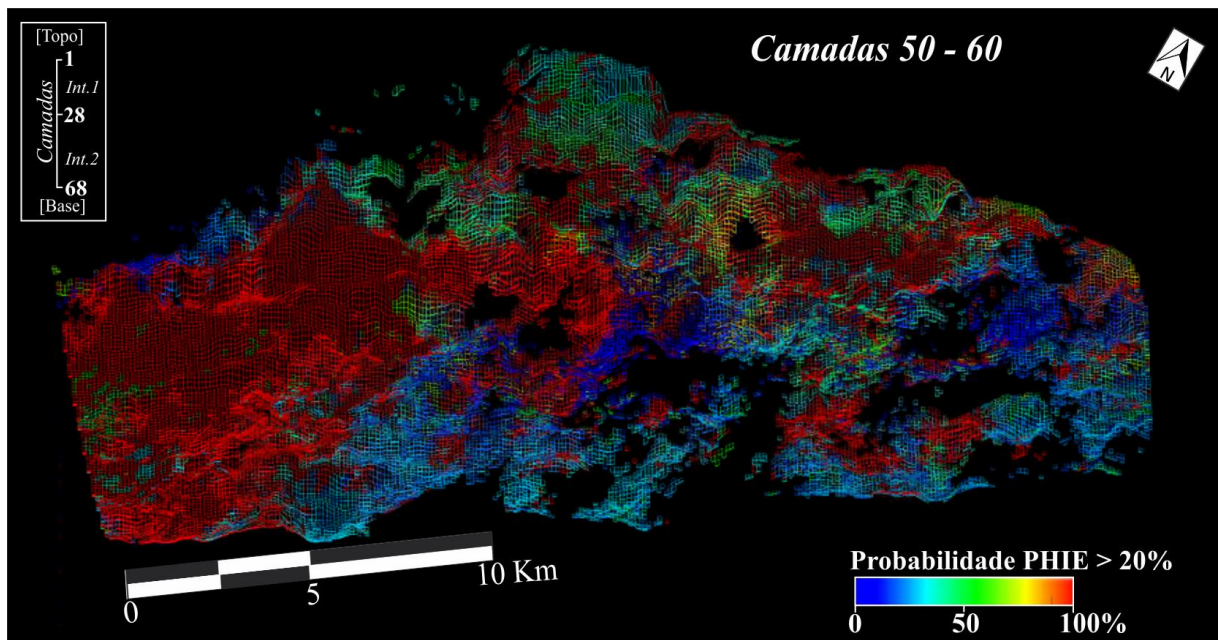


Figura 40: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 50 a 60 (exagero vertical 7x).

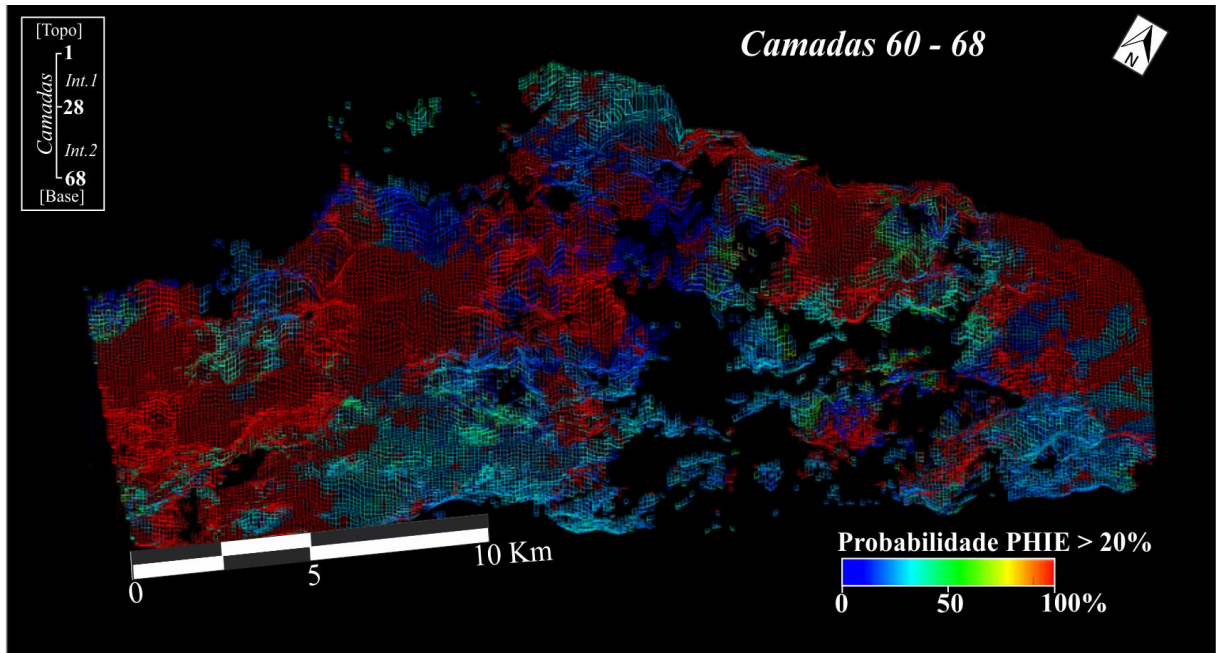


Figura 41: Modelo de Probabilidade PHIE > 0,2. Intervalo entre camadas 60 a 68 (exagero vertical 7x).